

Relazione finanziaria
semestrale
al 30 giugno 2011

Sommario

Gruppo Iren in cifre	1
Cariche sociali.....	2
Missione e Valori del Gruppo Iren.....	3
● Relazione sulla gestione	
Il Gruppo Iren: l'assetto societario	6
Informazioni sul titolo Iren nel primo semestre 2011	12
Dati operativi	14
Scenario di mercato	17
Fatti di rilievo del periodo	21
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	22
Situazione economica	22
Analisi per settori di attività.....	25
Situazione patrimoniale.....	32
Situazione finanziaria	34
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione	36
Quadro normativo.....	37
Gestione Finanziaria.....	45
Rapporti con parti correlate.....	47
Risk Management.....	51
Ricerca e sviluppo	56
Organizzazione.....	65
Personale	66
Qualità, Ambiente e Sicurezza	67
Iren e la Sostenibilità	71
● Bilancio semestrale abbreviato consolidato e Note esplicative al 30 giugno 2011	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria	74
Prospetto di Conto Economico.....	76
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.....	77
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	78
Rendiconto Finanziario	80
Note Esplicative	81
I. Contenuto e forma del bilancio consolidato	81
II. Variazione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2010.....	83
III. Risk Management.....	83
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate	89
V. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo	92
VI. Altre informazioni	93
VII. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria	93
VIII. Informazioni sul Conto Economico.....	115
IX. Garanzie e passività potenziali	123
X. Informativa per settori di attività.....	124
XI. Allegati al bilancio semestrale abbreviato	127
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998	135
Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato	136

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primo Semestre 2011	Primo Semestre 2010 Proforma (*)	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	1.686	1.749	(3,6)
Margine operativo lordo	327	323	1,1
Risultato operativo	194	185	4,7
Risultato prima delle imposte	171	167	2,7
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	100	108	(8,1)
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	<i>Al 30/06/2011</i>	<i>Al 31/12/2010</i>	
Capitale investito netto	4.618	4.342	6,4
Patrimonio netto	2.055	2.082	(1,3)
Posizione finanziaria netta	(2.563)	(2.260)	13,4
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Primo Semestre 2011</i>	<i>Primo Semestre 2010 proforma</i>	
MOL/Ricavi	19,39%	18,47%	
Debt/Equity	1,25	1,08	
Dati tecnici e commerciali			
	<i>Primo Semestre 2011</i>	<i>Primo Semestre 2010 proforma</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	6.782	7.800	(13,1)
Energia termica prodotta (GWht)	1.409	1.613	(12,6)
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	66	64	4,6
Gas venduto (mln m ³)	1.598	1.843	(13,3)
Acqua distribuita (mln m ³)	92	94	(1,9)
Rifiuti trattati (ton)	525.120	481.778	9,0

(*) si rimanda al paragrafo Situazione Economica, Patrimoniale e Finanziaria del Gruppo Iren per la descrizione dei criteri di determinazione dei dati proforma

Iren, multiutility quotata alla Borsa Italiana, è nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra Iride ed Enìa. Opera nei settori dell'energia elettrica (produzione, distribuzione e vendita), dell'energia termica per teleriscaldamento (produzione e vendita), del gas (distribuzione e vendita), della gestione dei servizi idrici integrati, dei servizi ambientali (raccolta e smaltimento dei rifiuti) e dei servizi per le pubbliche amministrazioni.

Iren è strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia, sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino, e società responsabili delle singole linee di business. Grazie ai propri importanti assets produttivi, agli investimenti realizzati, alla leadership conquistata in tutte le aree di business ed al proprio radicamento territoriale Iren è oggi ai vertici del panorama italiano delle multiutility.

Alla holding fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre le cinque società operative garantiscono il coordinamento e lo sviluppo delle linee di business in accordo a quanto esposto nel seguito:

- Iren Acqua Gas nel ciclo idrico integrato;
- Iren Energia nel settore della produzione di energia elettrica e termica e dei servizi tecnologici;
- Iren Mercato nella vendita di energia elettrica, gas e teleriscaldamento;
- Iren Emilia nel settore gas, nella raccolta dei rifiuti, nell'igiene ambientale e nella gestione dei servizi locali;
- Iren Ambiente nella progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti oltre che nella gestione degli impianti di produzione calore per il teleriscaldamento in territorio emiliano.

Produzione energia elettrica: grazie ad un consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica e termica a scopo teleriscaldamento, la capacità produttiva complessiva è pari a 7.400 GWh annui, inclusa la quota assicurata da Edipower.

Distribuzione Gas: attraverso 8.800 chilometri di rete Iren serve più di un milione di Clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con oltre 7.200 chilometri di reti in media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica ad oltre 710.000 Clienti a Torino e Parma.

Ciclo idrico integrato: con 13.900 chilometri di reti acquedottistiche, 7.868 km di reti fognarie e 813 impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.400.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 122 stazioni ecologiche attrezzate, 2 termovalorizzatori, 1 discarica, il Gruppo serve 111 comuni per un totale di oltre 1.200.000 abitanti.

Teleriscaldamento: grazie a circa 700 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di oltre 66 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 550.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 3,1 miliardi di metri cubi di gas, più di 12.000 GWh di energia elettrica e 2.840 GWht di calore per teleriscaldamento immesso in rete.

CARICHE SOCIALI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente	Roberto Bazzano ⁽¹⁾
Vice Presidente	Luigi Giuseppe Villani ⁽²⁾
Amministratore Delegato	Roberto Garbati ⁽³⁾
Direttore Generale	Andrea Viero ⁽⁴⁾
Consiglieri	Franco Amato ⁽⁵⁾
	Paolo Cantarella ⁽⁶⁾
	Gianfranco Carbonato ⁽⁷⁾
	Alberto Clò ⁽⁸⁾
	Marco Elefanti ⁽⁹⁾
	Ernesto Lavatelli ⁽¹⁰⁾
	Ettore Rocchi
	Alcide Rosina ⁽¹¹⁾
	Enrico Salza ⁽¹²⁾

COLLEGIO SINDACALE

Presidente	Aldo Milanese
Sindaci effettivi	Lorenzo Ginisio
	Giuseppe Lalla
Sindaci supplenti	Massimo Bosco
	Emilio Gatto

DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI E SOCIETARI

Massimo Levrino

SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG S.p.A.

⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾ ⁽⁴⁾ Componenti del Comitato Esecutivo

⁽⁵⁾ Componente del Comitato per le Remunerazioni

⁽⁶⁾ Presidente del Comitato per le Remunerazioni

⁽⁷⁾ Componente dell'Organismo di Vigilanza

⁽⁸⁾ ⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato di Controllo Interno

⁽⁹⁾ Presidente dell'Organismo di Vigilanza

⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato per le Remunerazioni e componente dell'Organismo di Vigilanza

⁽¹²⁾ Presidente del Comitato per il Controllo Interno

MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

Il Gruppo IREN fa dello sviluppo sostenibile, dell'efficienza energetica e della tutela ambientale, uniti all'innovazione tecnologica e ad una particolare attenzione ai territori in cui opera, i propri caratteri fondamentali.

La salvaguardia dell'ambiente, il contenimento dei consumi energetici, l'innovazione, la promozione dello sviluppo economico e sociale dei territori in cui opera, la soddisfazione dei propri clienti, la creazione di valore per gli azionisti, la valorizzazione e l'accrescimento delle competenze e delle capacità del personale rappresentano precisi valori che il Gruppo IREN vuole perseguire.





Iren S.p.A.

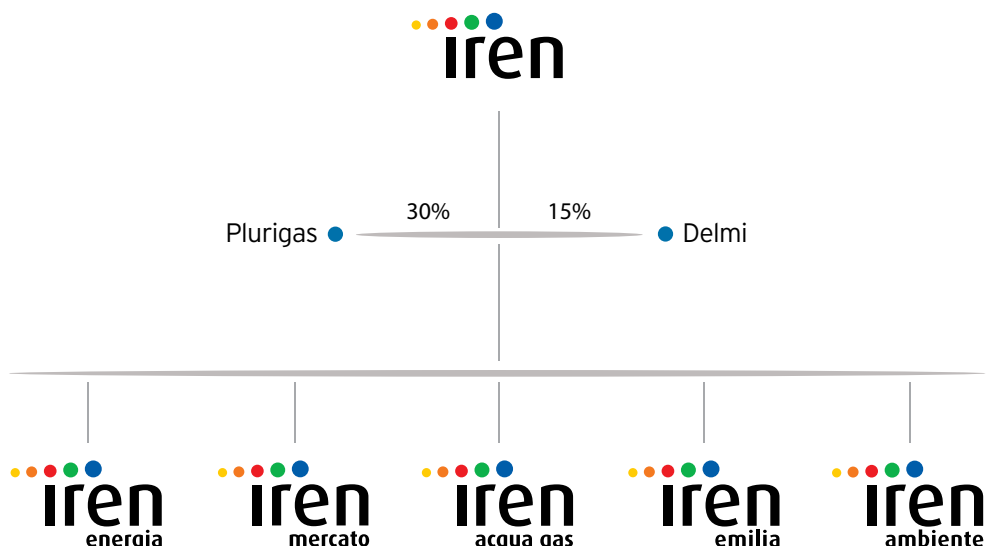
Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia
Capitale sociale interamente versato Euro 1.276.225.677,00
Registro Imprese di Reggio Emilia n. 07129470014
Codice Fiscale e partita IVA n. 07129470014



Relazione sulla gestione

al 30 giugno 2011

IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO SOCIETARIO



Nella rappresentazione sono state considerate le principali Società Partecipate di Iren Holding.

IREN ENERGIA

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E TERMICA COGENERATIVA

Iren Energia dispone complessivamente di circa 2.300 MW di potenza installata, di cui circa 1.400 MW direttamente e circa 900 MW tramite le partecipate Edipower ed Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 20 impianti di produzione di energia elettrica: 12 idroelettrici e 8 termoelettrici in cogenerazione, per una potenza complessiva di circa 1.400 MW elettrici e 1.800 MW termici, di cui 700 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono totalmente eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. La potenza termica complessiva di Iren Energia è di 1.800 MWt, di cui il 40% proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel primo semestre 2011 è stata pari a circa 1.409 GWh, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 66 milioni di metri cubi. Iren Energia ha in corso numerosi investimenti nel settore idroelettrico e nella cogenerazione volti a rafforzare la propria posizione di produttore di energia, che consentiranno di aumentare la potenza installata di circa 370 MW rispetto agli attuali 2.300 MW.

Con riferimento alla centrale cogenerativa a ciclo combinato "Torino Nord", che consentirà di estendere il teleriscaldamento dall'attuale 40% al 54% della volumetria della Città, sono in fase avanzata i lavori di realizzazione, che hanno raggiunto al 30 giugno 2011 circa il 73% del progetto, in linea con il cronoprogramma che prevede per l'ottobre 2011 l'avvio dell'esercizio sperimentale. Con riferimento alle attività di Repowering degli impianti idroelettrici della Valle Orco, si sono conclusi i lavori di rinnovo dell'impianto di Rosone, con l'entrata in esercizio provvisorio dei nuovi gruppi.

DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Iren Energia, tramite la controllata AEM Torino Distribuzione, svolge l'attività di distribuzione di energia elettrica su tutto il territorio delle città di Torino e di Parma (circa 1.085.000 abitanti); nel primo semestre 2011 l'energia elettrica complessivamente distribuita è stata pari a 2.126 GWh, di cui 1.679 GWh nella Città di Torino e 447 GWh nella città di Parma.

SERVIZI AGLI ENTI LOCALI E GLOBAL SERVICE

Iride Servizi, controllata da IREN Energia, fornisce alla città di Torino il servizio di illuminazione pubblica, il servizio semaforico, la gestione degli impianti termici ed elettrici negli edifici comunali e la gestione in Global Service Tecnologico del Palazzo di Giustizia di Torino.

Le infrastrutture telematiche e la connettività nelle città di Torino e Genova sono gestite rispettivamente dalle controllate AemNet e SasterNet.

DISTRIBUZIONE GAS E TELERISCALDAMENTO

Le attività di teleriscaldamento e distribuzione del gas nel capoluogo piemontese sono svolte da AES Torino (controllata al 51% da Iren Energia S.p.A.), che possiede una delle più estese reti di teleriscaldamento a livello nazionale (circa 430 km di doppia tubazione al 30 giugno 2011). Al 30 giugno 2011 la rete del gas estesa per 1.329 km ha servito circa 500.000 clienti finali. A seguito del processo di fusione con Eni, IREN Energia, detiene anche la rete di teleriscaldamento di Parma, Reggio Emilia e Piacenza con un'estensione complessiva di circa 298 Km.

Infine la società Nichelino Energia, costituita in compartecipazione da Iren Energia (con una partecipazione del 62%), Iren Mercato (5%) e AES Torino (33%), ha come obiettivo lo sviluppo del teleriscaldamento nella città di Nichelino; la consistenza della rete al 30 giugno 2011 è pari a 20 km di doppia tubazione.

IREN MERCATO

Il Gruppo, tramite IREN Mercato, opera nel campo della commercializzazione dell'energia elettrica, del gas, del calore, nella fornitura di combustibili per il gruppo, nell'attività di trading dei titoli di efficienza energetica, certificati verdi ed emission trading, nei servizi di gestione clienti a società partecipate dal gruppo, nella fornitura di servizi calore e nella vendita di calore tramite la rete di teleriscaldamento.

L'attività commerciale sul mercato libero è posta in essere sia direttamente, sia attraverso partecipazioni industriali in società commerciali locali presenti prevalentemente nel Nord Ovest e nell'area tirrenica.

Le principali fonti di elettricità per le attività di Iren Mercato sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia S.p.A.; tramite contratti di tolling, inoltre, Iren Mercato dispone del 10% dell'energia elettrica derivante dalle centrali di Edipower.

Al 30/06/2011 i clienti gas gestiti direttamente da IREN Mercato sono pari a circa 747.000, mentre i clienti energia elettrica gestiti sono pari a circa 678.000.

COMMERCIALIZZAZIONE GAS NATURALE

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel primo semestre 2011 sono stati pari a circa 1.598 Mmc di cui circa 894 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 105 Mmc sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower e 599 Mmc sono stati impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica (571 Mmc) che per altri usi (28 Mmc).

COMMERCIALIZZAZIONE ENERGIA ELETTRICA

I volumi commercializzati nel primo semestre 2011, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 6.782 GWh.

Nel seguito viene presentata un'analisi per cluster di clientela finale.

MERCATO LIBERO E BORSA

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti nel primo semestre 2011 sono pari a 3.713 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa ammontano a 2.487 GWh.

Sul fronte approvvigionamenti, nel primo semestre 2011, le disponibilità interne al Gruppo Iren, (Iren Energia, Tirreno Power) ammontano a 3.251 GWh mentre i volumi provenienti dal tolling di Edipower sono stati pari a 684 GWh. Il ricorso al mercato IPEX è risultato pari a 2.275 GWh mentre le forniture provenienti dal segmento grossisti sono state pari a 248 GWh.

MERCATO EX VINCOLATO

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nel primo semestre 2011 sono circa 418.000. I volumi complessivamente venduti nel corso del primo semestre ammontano a 582 GWh.

VENDITA CALORE TRAMITE RETE DI TELERISCALDAMENTO

Iren Mercato gestisce la vendita del calore ai clienti dei Comuni di Genova, di Torino, di Nichelino e nelle provincie di Reggio Emilia, Piacenza e Parma.

Tale attività si sostanzia nella fornitura di calore ai clienti già serviti dalla rete di teleriscaldamento, nella gestione dei rapporti con i medesimi, e nel controllo e conduzione delle sottocentrali che alimentano impianti termici degli edifici serviti dalla rete. Il calore venduto ai clienti è fornito da Iren Energia S.p.A. a condizioni economiche tali da garantire un'adeguata remunerazione.

A giugno 2011 la volumetria teleriscaldata è di circa 66 milioni di metri cubi.

GESTIONE SERVIZI CALORE

Nel corso del primo semestre 2011 è proseguito lo sviluppo dei Contratti di Servizio Energia in particolare rivolti al settore privato condominiale.

E' inoltre operativo il Contratto con la Regione Liguria relativo alla gestione dei servizi energetici negli ospedali e strutture sanitarie in cui la società, attraverso la struttura di Cae (Global Services) e delle aziende specialistiche Climatel e OCCLIM, è intervenuta nella gestione di alcune rilevanti commesse operative di conduzione e manutenzione. Iren Mercato è il fornitore degli energetici di tale iniziativa. Analoga iniziativa è attiva nella regione Lazio in ATI con A2A.

IREN ACQUA GAS

SERVIZI IDRICI INTEGRATI

La SPL IREN Acqua Gas, direttamente e tramite la società controllata Mediterranea delle Acque, si occupa della fornitura dei servizi idrici nelle provincie di Genova, Parma e Reggio Emilia.

Tale attuale configurazione della società rappresenta il risultato di un progetto di riorganizzazione delle attività riconducibili a Mediterranea delle Acque e del ramo di azienda idrico di Iren Acqua Gas, che ha comportato l'ingresso in tale Gruppo della società F2i Rete Idrica Italiana S.p.A..

La citata riorganizzazione è stata attuata al fine di superare le inefficienze che caratterizzano il servizio idrico integrato italiano, attraverso l'accorpamento di attività in precedenza frammentate, e di creare una struttura maggiormente flessibile e adatta per cogliere le opportunità di sviluppo conseguenti al nuovo quadro normativo di riferimento.

In particolare ha assunto a partire dal luglio 2004 il ruolo di Gestore d'Ambito nell'ATO Genovese e dal 1° luglio 2010 si è aggiunta la gestione del ramo Idrico relativamente agli ambiti di Reggio Emilia e Parma, conferito a Iride Acqua Gas nel processo di fusione Iride-Enia.

La riforma dei servizi idrici introdotta in Italia dalla Legge Galli impone sostanzialmente due principi: il superamento della frammentazione delle gestioni e la realizzazione di gestioni integrate che comprendano tutto il ciclo dell'acqua dalla captazione, alla distribuzione, alla raccolta, trattamento e smaltimento, fino alla restituzione all'ambiente.

La recente consultazione referendaria ha portato all'abrogazione dell'art. 23 bis del D.L. n. 112/08 e del comma 1 dell'art.154 del D.L. n.152/06 che dovrà essere formalizzata attraverso la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale di un apposito Decreto del Presidente della Repubblica.

In attesa dell'entrata in vigore dell'abrogazione i maggiori soggetti coinvolti in materia di SII auspicano che nel frattempo intervengano idonei provvedimenti normativi o regolamentari, che colmino le lacune legislative determinate dagli esiti referendari.

L'abrogazione dell'art. 23 bis ha come immediata conseguenza l'applicazione nell'ordinamento italiano della normativa comunitaria in materia di affidamento di servizi a rilevanza economica.

L'abrogazione della adeguatezza della remunerazione del capitale investito rende urgente che, la costituenda Agenzia Nazionale per la Regolazione e la Vigilanza in Materia di Acqua (prevista dal c.d. Decreto Sviluppo), proceda, una volta istituita, all'emanazione di un nuovo metodo tariffario, che tenga conto di tutte le componenti di costo, "in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio del recupero dei costi e secondo il principio "chi inquina paga"" (art.154, comma 1 del D.L. n. 152/06).

Iren Acqua Gas con la propria struttura raggiunge negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti (Area Genovese, Reggio Emilia e Parma) complessivamente un bacino di 128 Comuni e oltre 1,7 milioni di abitanti serviti.

Iren Acqua Gas nel primo semestre 2011 ha venduto circa 80 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 9.400 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria di circa 5.400 Km.

IdroTigullio gestisce il servizio idrico integrato nell'area di Levante dell'ATO genovese mediante 464 km di rete acquedottistica, 453 km di rete fognaria, 7 impianti di depurazione medi e 34 altri impianti

minori.

AmTer gestisce il servizio idrico integrato nell'area del Ponente della Provincia di Genova per un totale 316 km di rete acquedottistica, 140 Km di rete fognaria e 4 impianti di trattamento delle acque.

DISTRIBUZIONE GAS

Iren Acqua Gas tramite la controllata Genova Reti Gas distribuisce il gas metano nel comune di Genova e in altri 19 comuni limitrofi per un totale di circa 350.000 clienti finali. La rete di distribuzione è composta da circa 1.800 km di rete di cui circa 418 Km in media pressione e la restante in bassa pressione. L'area servita si estende per circa 571 kmq ed è caratterizzata da una corografia estremamente complessa con notevoli variazioni altimetriche. Il gas naturale in arrivo dai metanodotti di trasporto nazionale transita attraverso 7 cabine di ricezione metano di proprietà dell'azienda interconnesse fra di loro e viene immesso nella rete di distribuzione locale. L'impiego di tecnologie innovative per la posa e la manutenzione delle reti consente di effettuare le necessarie manutenzioni riducendo al minimo tempi, costi e disagi alla cittadinanza.

Il servizio di distribuzione è inoltre fornito, tramite Società Controllata Gea S.p.A., nel bacino di Grosseto.

Iren Acqua Gas tramite le sue controllate ha distribuito gas, nel corso del primo semestre 2011, per complessivi 243 Mmc.

SERVIZI TECNOLOGICI SPECIALISTICI/RICERCA

Attraverso le proprie Divisioni Saster e SasterPipe, Iren Acqua Gas è in grado di offrire al Mercato servizi di ingegneria delle reti (informatizzazione, modellizzazione, simulazioni) e attività di rinnovo delle reti tecnologiche con tecnologie no dig, per le quali vanta un know-how esclusivo. Al fine specifico di promuovere e organizzare iniziative scientifiche e culturali finalizzate alla tutela dell'ambiente e delle risorse idriche e ad una gestione ottimale dei servizi a rete, dal 2003 è stata inoltre costituita la Fondazione AMGA Onlus, le cui attività istituzionali sono volte alla promozione e realizzazione di progetti di ricerca, di formazione e informazione, nonché al sostegno di azioni intraprese da altri enti in relazione alla salvaguardia ambientale e all'organizzazione dei servizi di pubblica utilità.

IREN EMILIA

Iren Emilia opera nel settore della distribuzione del gas metano, della raccolta rifiuti e dell'igiene ambientale e coordina l'attività delle società territoriali dell'Emilia Romagna per la gestione operativa del ciclo idrico integrato, delle reti elettriche e del teleriscaldamento, e altri business minori (illuminazione pubblica, gestione verde pubblico, ecc).

Iren Emilia gestisce l'attività di distribuzione del gas naturale in 71 dei 140 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La società gestisce complessivamente oltre 5.700 chilometri di rete di distribuzione locale di alta, media e bassa pressione per una potenzialità progettata massima di prelievo pari complessivamente a 726.879 Smc/h.

Iren Emilia svolge la sua attività nell'ambito dei servizi di Igiene Ambientale nelle province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per un totale di 112 Comuni del territorio, servendo un bacino di 1.109.000 abitanti. Sensibile alla salvaguardia ambientale ed allo sviluppo sostenibile, Iren Emilia ha attivato sistemi di raccolta differenziata capillarizzata dei rifiuti che, anche grazie alla gestione di oltre 122 sta-



zioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati prossimi al 58%. La società, in particolare, effettua la raccolta dei rifiuti urbani, la pulizia delle strade e dei marciapiedi, sgombero della neve; compie la pulizia e manutenzione dei parchi e delle aree verdi della città e avvia i rifiuti riciclabili alle corrette filiere per trasformarli in materia prima o energia rinnovabile. Attraverso Iren Ambiente, società del gruppo Iren, assicura che lo smaltimento dei rifiuti avvenga in modo da preservare e tutelare l'ambiente e studia gli aspetti del problema di smaltimento dei rifiuti, approfondendo la conoscenza e lo sviluppo delle tecnologie più innovative e "ambientalmente sicure" attualmente esistenti.

Svolge altresì la gestione operativa del ciclo idrico integrato (acquedotto, depurazione e fognatura) sulle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Tale attività riguarda una rete complessiva di 11.416 chilometri di rete di acquedotto, 6.075 chilometri di reti fognarie e n. 3.379 impianti di sollevamento delle acque reflue e 735 impianti di trattamento tra depuratori biologici e fosse imhoff distribuiti sul territorio di 110 Comuni.

L'attività di gestione operativa della rete di teleriscaldamento è svolta nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e riguarda una rete complessiva di 298 km con una volumetria complessiva servita pari a 17,6 Mmc. La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.320 km di rete con circa 124.000 punti di consegna alla clientela finale.

IREN AMBIENTE

SETTORE AMBIENTE

Iren Ambiente, direttamente o attraverso sue società partecipate, è impegnata nelle province di Parma, Reggio Emilia e Piacenza nelle attività di trattamento, smaltimento, stoccaggio, recupero e riciclo dei rifiuti urbani e speciali, pericolosi e non, di generazione di energia elettrica e calore e di produzione di biogas attraverso i propri impianti. Iren Ambiente ha la titolarità dei rapporti contrattuali con i clienti per la gestione e commercializzazione dei rifiuti speciali mentre esegue servizi di smaltimento e gestione dei rifiuti urbani per Iren Emilia S.p.A., affidataria del servizio di raccolta, sulla base di specifico contratto che prevede anche la gestione, nelle varie fasi di trattamento, selezione, recupero, riciclo e smaltimento finale, dei rifiuti urbani provenienti da raccolta differenziata (ivi comprese le attività accessorie).

La componente indifferenziata dei rifiuti raccolti è destinata a diverse modalità di smaltimento nella ricerca della migliore valorizzazione della risorsa rifiuto secondo una gerarchia che vede da prima il recupero di energia attraverso la termovalorizzazione e la captazione del biogas ed infine lo smaltimento in discarica. Iren Ambiente inoltre, consapevole dell'impatto del conferimento in discarica, provvede in alcuni casi alla preventiva selezione meccanica che consente di individuare una frazione umida, ricca di sostanza organica, da stabilizzare biologicamente.

Iren Ambiente tratta ogni anno oltre 1.000.000 tonnellate di rifiuti con 11 impianti di trattamento e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Reggio Emilia), 1 discarica (Poatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia) e 1 impianto di selezione automatica del rifiuto urbano (Parma).



PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

Iren Ambiente è attiva anche nel settore delle rinnovabili attraverso diversi progetti focalizzati prevalentemente nel settore del fotovoltaico dove sono stati realizzati impianti in Puglia per 5 MW (attraverso la controllata Enia Solaris) e un impianto in copertura su fabbricato aziendale di potenza pari a 1 MW. I predetti impianti terminati nel 2010 (in salvaguardia delle tariffe Conto Energia 2010) sono stati connessi alla rete di distribuzione entro il 30 giugno 2011. Sono stati realizzati inoltre con potenze inferiori altri 29 impianti fotovoltaici di proprietà su sedi aziendali o fabbricati comunali (scuole). Parallelamente alla realizzazione di centrali di proprietà è continuata nel primo semestre del 2011, attraverso la controllata Iren Rinnovabili S.r.l., l'attività di commercializzazione di impianti nel settore del fotovoltaico con il logo "Raggi & Vantaggi" che ha però subito nel semestre, dopo un buon avvio nel 2010 -50 impianti contrattualizzati-, un rallentamento in conseguenza delle modifiche normative approvate a inizio 2011 che hanno ridotto significativamente il livello degli incentivi nel settore. La predetta controllata è operativa anche nel settore idroelettrico, a seguito della realizzazione ed entrata in esercizio al 30/12/2010 dell'impianto idroelettrico (1 MW) di Fornace (Baiso - provincia di Reggio Emilia), con una produzione e vendita di energia di circa 8.000 MWh stimata per il 2011.

Con riferimento ai progetti nel settore eolico, dopo che nel corso del 2010 sono state completate le rilevazioni anemometriche in zona appenninica, si è avviato l'iter previsto per l'ottenimento della autorizzazione alla realizzazione di un campo eolico di 6 MW. Particolare attenzione è stata riservata allo sviluppo di un modello di business per lo sviluppo di iniziative del settore della produzione di biogas e biometano.

GESTIONE IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO

Iren Ambiente opera altresì, sulla base di specifici contratti con Iren Energia S.p.A., nel settore del teleriscaldamento attraverso la gestione, manutenzione straordinaria e realizzazione di centrali termiche e impianti di cogenerazione di proprietà della predetta società del gruppo nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza.



INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2011

ANDAMENTO DEL TITOLO IREN IN BORSA

Nel corso del primo semestre 2011 i mercati finanziari hanno evidenziato un andamento contrastato: dopo avere manifestato nel primo trimestre i primi segnali di ripresa dopo una prolungata congiuntura negativa, si sono nuovamente riproposti i timori legati al debito non solo di alcuni stati sovrani europei ma anche sulla solvibilità del debito americano. Pertanto a partire dagli inizi di giugno i mercati finanziari hanno invertito il trend di crescita impostando una tendenza ribassista che ha portato l'indice All Shares a perdere il -1,34% nel semestre.

Il titolo Iren a fine giugno 2011 si è attestato a 1,23 euro per azione con una diminuzione del 1,27% rispetto al valore di inizio anno con volumi che mediamente si sono attestati intorno a 1,9 milioni di pezzi giornalieri.

Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 1,29 euro per azione avendo toccato il minimo di 1,14 euro per azione il 24 giugno 2011 ed il massimo di 1,42 euro per azione il 19 maggio prima di impostare un trend di diminuzione innescato dalla flessione dei mercati finanziari.

Dati di borsa

euro/azione nei primi sei mesi 2011

Prezzo medio	1,29
Prezzo massimo	1,42
Prezzo minimo	1,14
N. azioni ('000)	1.276.226

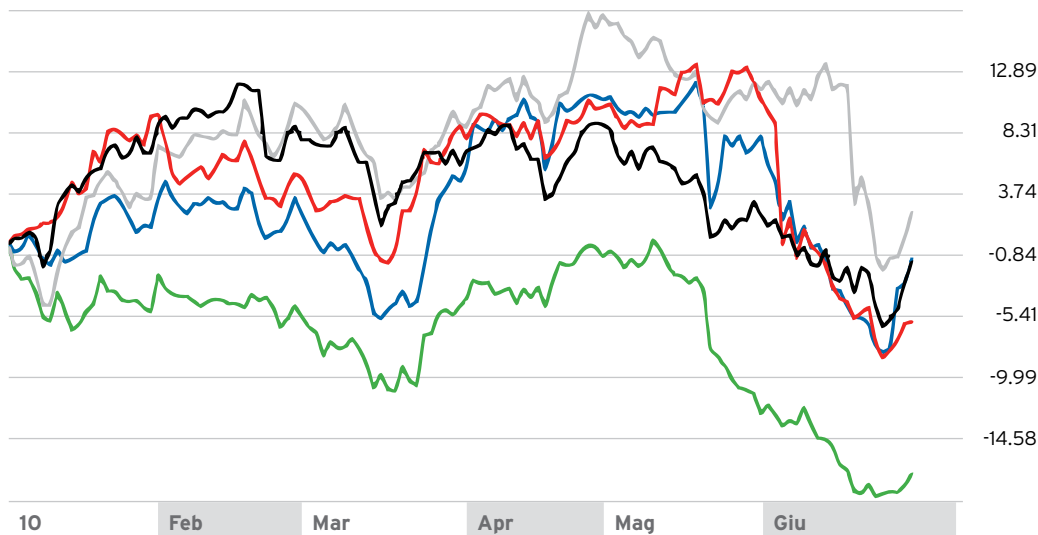
ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN

IREMTA=1.24



Il titolo Iren ha mostrato nel semestre un andamento in linea con l'indice All Shares.

IRE'MTA=-1.27 HER'MTA=-5.81 A2A'MTA=2.48 ACE'MTA=-17.44 IT7000'MTA=-1.34



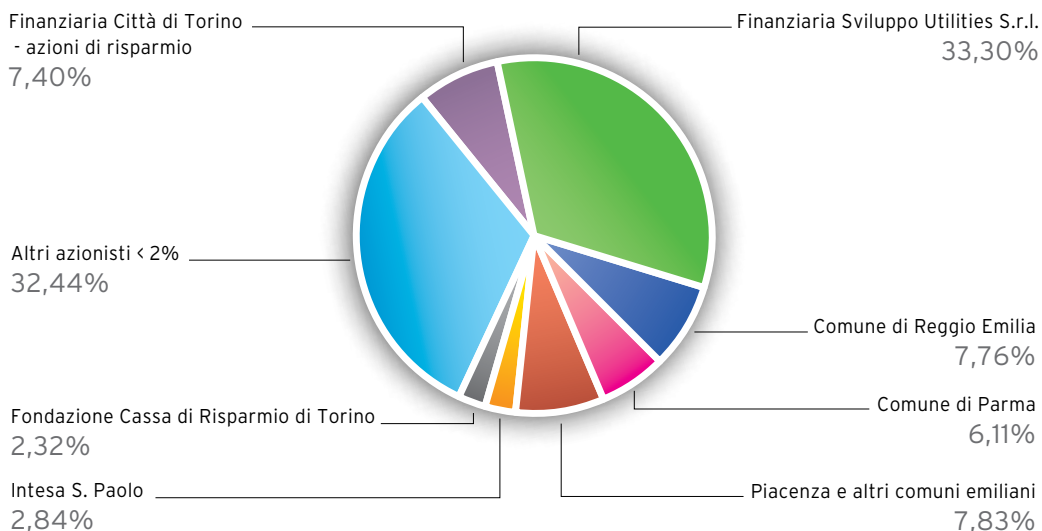
IL COVERAGE DEL TITOLO

Il Gruppo Iren è attualmente seguito da dieci broker: il 17 maggio è iniziata la copertura di Unicredit che si va ad aggiungere a Banca Akros, Banca IMI, Banca Leonardo, Centrobanca, Cheuvreux, Deutsche Bank, Equita, Intermonte, Mediobanca.

AZIONARIATO

Al 30 giugno 2011 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di IREN era il seguente:

Azionariato di Iren S.p.a.
(% su capitale sociale complessivo)

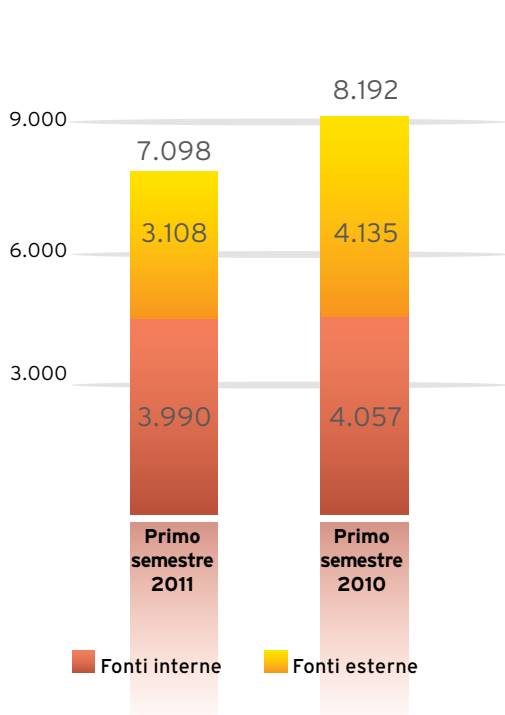


DATI OPERATIVI

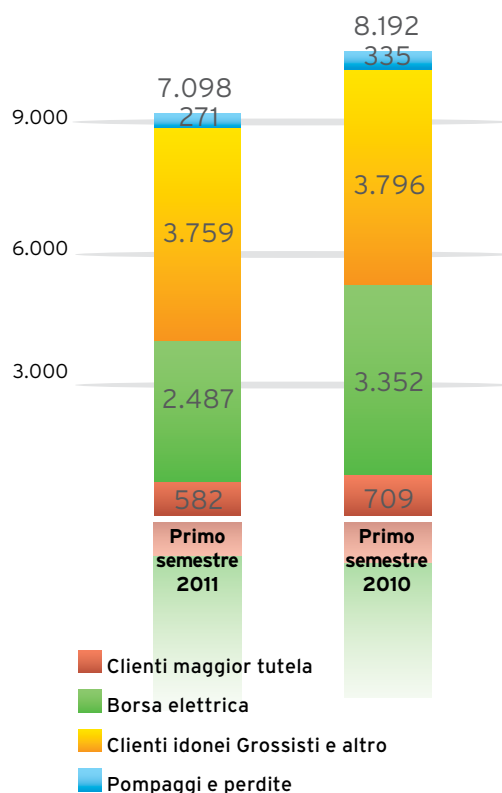
BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA

GWh	Primo semestre 2011	Primo semestre 2010 Proforma	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	3.990	4.057	(1,7)
a) Termoelettrica	2.668	2.602	2,5
b) Idroelettrica	473	523	(9,6)
c) Produzione da WTE	55	68	(18,6)
d) Produzione da impianti Edipower	684	697	(1,9)
e) Produzione da impianti Tirreno Power	110	167	(34,2)
Acquisto da Acquirente Unico	584	762	(23,3)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	2.275	2.714	(16,2)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	248	658	(62,3)
Totale Fonti	7.098	8.192	(13,4)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	582	709	(17,9)
Vendite in Borsa Elettrica	2.487	3.352	(25,8)
Vendite a clienti idonei finali, grossisti e altro	3.759	3.796	(1,0)
Pompaggi e perdite di distribuzione	271	335	(19,2)
Totale Impieghi	7.098	8.192	(13,4)

Composizione Fonti



Composizione impieghi

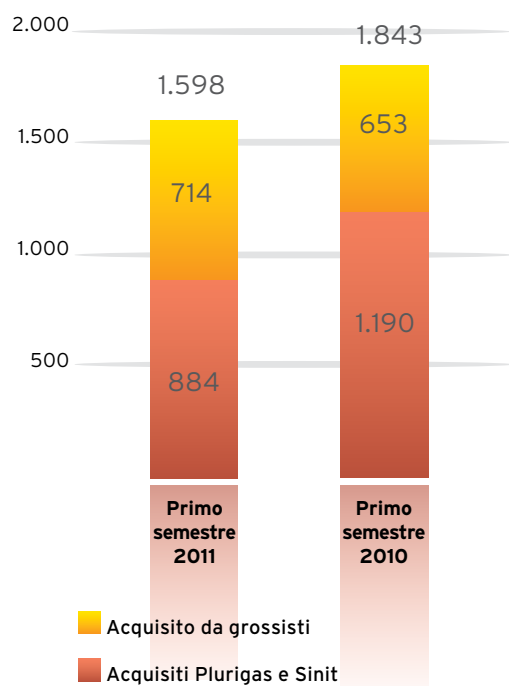


BILANCIO DEL GAS

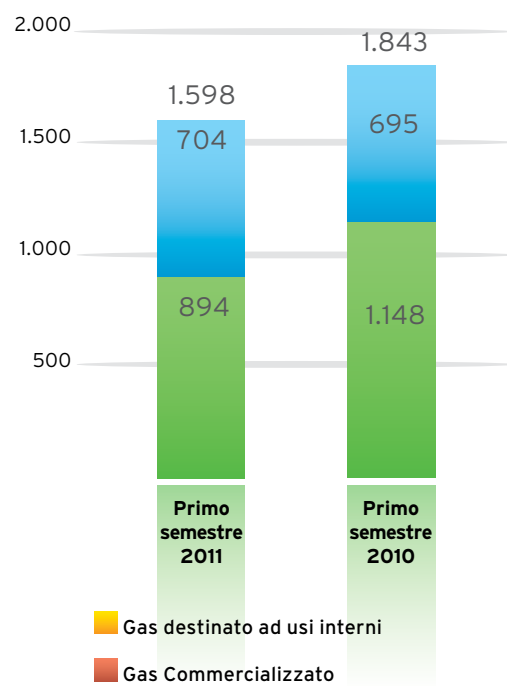
milioni di metri cubi	Primo semestre 2011	Primo semestre 2010 Proforma	Variaz. %
FONTI			
Acquisti (Plurigas e Sinit)	884	1.190	(25,8)
Acquisti (altri grossisti)	714	653	9,4
Totale fonti	1.598	1.843	(13,3)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	894	1.148	(22,2)
Gas destinato ad usi interni (*)	704	695	1,3
Totale impieghi	1.598	1.843	(13,3)

(*) Gli usi interni riguardano il termoelettrico, il tolling, l'impiego per la generazione di servizi calore e gli autoconsumi.

Composizione Fonti



Composizione impieghi





SERVIZI A RETE E AMBIENTE

	Primo semestre 2011	Primo semestre 2010 Proforma	Variazione % 2011 - 2010
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	2.126	2.122	0,2
N. contatori elettronici	665.308	627.103	6,1
DISTRIBUZIONE GAS			
Gas distribuito da Aes Torino (mln mc) (*)	375	402	(6,7)
Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)	243	280	(13,2)
Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)	551	599	(8,1)
Totale Gas distribuito	1.169	1.281	(8,8)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	66	64	4,6
Rete Teleriscaldamento (Km)	760	676	12,4
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	92	94	(1,9)
AMBIENTE			
Rifiuti trattati (ton)	525.120	481.778	9,0

(*) Aes Torino al 51%

SCENARIO DI MERCATO

SCENARIO ENERGETICO NAZIONALE

Nel periodo Gennaio - Giugno 2011 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 141.316 GWh in crescita (1,0%) rispetto allo stesso periodo del 2010. La richiesta di energia elettrica, pari a 162.895 GWh (+1,6%) è stata soddisfatta per l'86,8% dalla produzione nazionale (+1,4%) e per il restante 13,2% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 107.462 GWh, con un aumento del 2,0% rispetto al 2010 ed ha rappresentato il 76,0% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 24.168 GWh (-11,3% rispetto al 2010) rappresentandone il 17,1% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 9.686 GWh (+30,4%) coprendo il 6,9% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino a 30/06/2011	fino a 30/06/2010	Var. %
Domanda	162.895	160.306	1,6%
- Nord	75.369	74.229	1,5%
- Centro	46.919	46.392	1,1%
- Sud	23.925	23.564	1,5%
- Isole	16.682	16.121	3,5%
Produzione netta	141.316	139.986	1,0%
- Idroelettrico	24.168	27.255	-11,3%
- Termoelettrico	107.462	105.304	2,0%
- Geotermoelettrico	2.663	2.517	5,8%
- Eolico e fotovoltaico	7.023	4.910	43,0%
Saldo estero	22.744	22.915	-0,8%

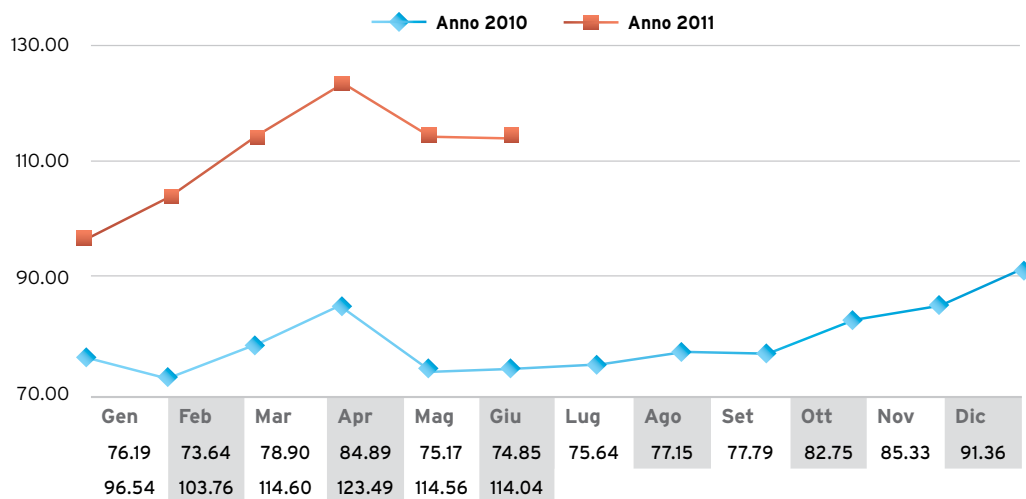
Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

I primi sei mesi del 2011 hanno visto complessivamente una ripresa della domanda elettrica rispetto al pari semestre dell'anno precedente (+1,6%), aumento che tuttavia rimane esiguo se rapportato ai livelli di richiesta precedenti alla crisi. Rispetto al 2009, che a sua volta aveva visto una riduzione del - 8,2% in confronto al primo semestre 2008, l'incremento risulta del 4,7%, pari a circa + 7 TWh, con un gap ancora negativo rispetto al 2008 pari al 3,9%. Gli incrementi percentuali sono positivi in tutte le zone del Paese, i maggiori si registrano nelle isole (+3,5%) e nella zona Nord (+1,5%).

Nei primi 6 mesi del 2011 il prezzo medio del greggio è stato pari a 111,05 \$/bbl, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2010 (+43%). Il cambio €//\$ medio è stato 1,40 in aumento di 0,07 cent rispetto alla media dello stesso periodo del 2010 (+6%). Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 79,0 €/bbl nel 2011 in aumento rispetto al valore medio del 2010 (+35,0%).

Nel secondo trimestre 2011, il mercato petrolifero ha visto l'alternarsi di forze opposte: da un lato un fenomeno rialzista ascrivibile alle rivolte nei paesi dell'area Medio Oriente - Nord Africa (MENA) - e ai timori di interruzione delle forniture anche in altre aree oltre a quella Libica; dall'altro, un fattore ribassista quale l'incertezza economica che ancora caratterizza l'area OCSE e che potrebbe aggravarsi a causa del persistere di alti prezzi del petrolio, erodendo la relativa domanda petrolifera. Le due forze hanno definito un range di oscillazione compreso tra i 100 e i 130 dollari al barile.

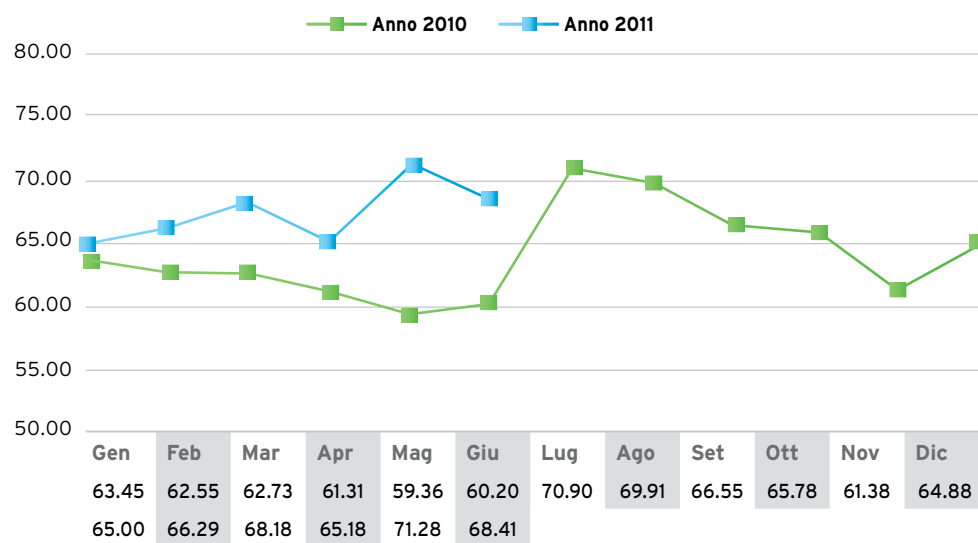
Andamento del Brent (€/bbl)



Nel primo semestre del 2011 i prezzi della Borsa elettrica hanno mostrato un andamento in crescita rispetto al semestre dell'anno passato. Il PUN è risultato pari a 67,4 €/MWh con un incremento del 9,4% sul primo semestre 2010.

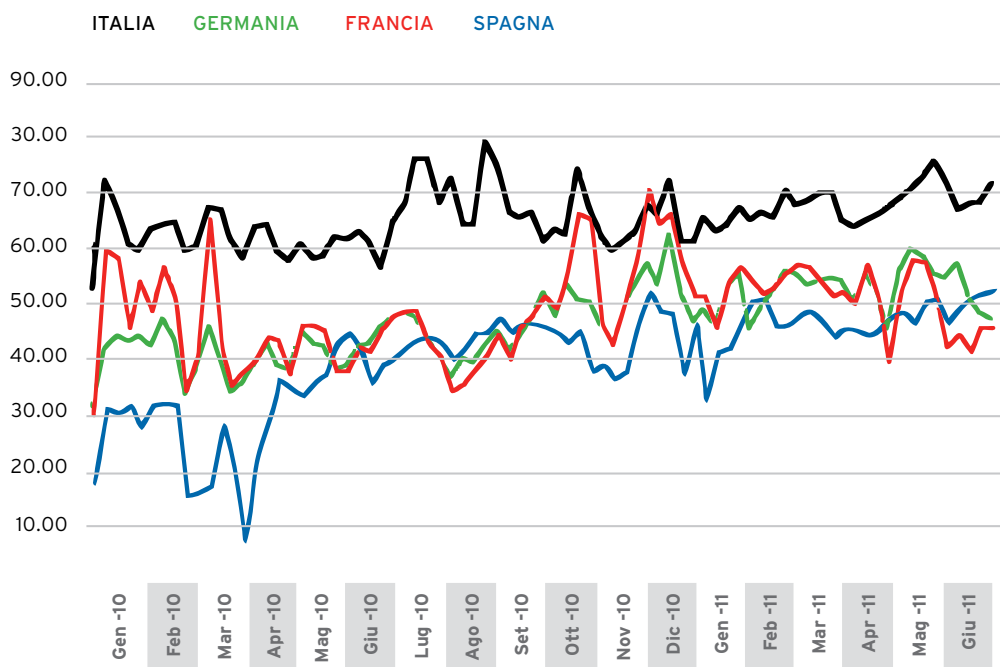
Tale aumento sembra ricollegarsi alla necessità di recupero dei maggiori costi di combustibile determinatisi nei mesi passati. Si può infatti considerare che è ormai dal primo trimestre del 2010 che tutte le fonti fossili utilizzate nella produzione di elettricità hanno ripreso la corsa al rialzo. E' pertanto il prezzo di borsa nelle ore offpeak che riporta l'incremento maggiore ovvero +13,2% pari a 7,3 €/MWh rispetto al primo semestre 2010.

Andamento del prezzo del Brent Date



Per quanto riguarda i prezzi zonali si rileva come la zona a più basso prezzo si confermi nel semestre, al pari del 2010, il Sud con 63,92 €/MWh (-5,2% rispetto al PUN) e quella a prezzo più elevato la Sicilia con 89,7 €/MWh (+33,1% rispetto al PUN). In entrambi i casi gli scostamenti rispetto al prezzo medio si riducono ma, mentre quasi si dimezzano per la zona Sud (risultavano infatti del -9,9 % nel primo semestre del 2010), la discesa è più contenuta per la Sicilia che vedeva un +53,6% nello stesso periodo del 2010.

Prezzi settimanali sulle Borse dell'Elettricità (€/Mwh)



La liquidità del mercato borsistico nei primi sei mesi del 2011 ha ceduto 10,5 punti percentuali su base annua attestandosi al 58,1%, (89,8 TWh). Per contro la Piattaforma dei Conti Energia ha visto un aumento degli scambi pari a 12,5 punti percentuali, portandosi al 41,9% (pari a circa 64,7 TWh) della domanda di energia elettrica.

La liquidità del mercato, ancora in risalita dal minimo del marzo scorso, si è attestata a giugno a 59,9%, cedendo 2,7 punti percentuali su base annua.

Nella tabella seguente l'indicazione ed il confronto tra i prezzi futures medi mensili nel semestre. Da Gennaio a Giugno si registrano variazioni in aumento che testimoniano un sentimento bullish delle quotazioni fino ad Aprile per poi ripiegare nel mese di Maggio e riprendere in quello di Giugno. Il future annuale (Dicembre 2012) che quotava 70,89 €/MWh ad inizio anno si è portato a 74,12 €/MWh in Giugno dopo il massimo raggiunto ad Aprile di 75,89 €/MWh.

gen-11 Futures		giu-11 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
feb-11	65,50	lug-11	76,44
mar-11	64,41	ago-11	74,12
apr-11	62,49	set-11	75,80
Trimestrali		Trimestrali	
giu-11	63,68	set-11	75,45
set-11	71,36	dic-11	78,14
dic-11	71,04	mar-12	76,73
mar-12	71,66	giu-12	70,52
Annuali		Annuali	
dic-12	70,89	dic-12	74,12

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

IL MERCATO DEL GAS NATURALE

In base ai dati preconsuntivi resi disponibili da Snam Rete Gas, nei primi sei mesi dell'anno si rilevano prelievi totali inferiori del 4,5% rispetto al 2010 per 2 md mc, dei quali 1,50 md mc circa (75%) imputabili ai minori ritiri delle reti di distribuzione in connessione a temperature più miti, e 0,49 md mc per il calo degli usi termoelettrici. I dati, al momento definitivi solo per gennaio e marzo, mostrano usi termoelettrici in diminuzione rispetto al 2010 del 3,4%, più elevati del 9,9% verso il 2009 e inferiori del 16,4% in confronto al 2008.

I prelievi industriali sembrano in rallentamento, l'aumento rispetto al 2010 si è ridotto a +2,3%; restano invece superiori del 16,7% in confronto al 2009 e ancora sensibilmente inferiori rispetto alla situazione pre-recessione: -12,8 % rispetto al 2008.

La riduzione tendenziale dei consumi è stata assorbita dalla diminuzione della produzione nazionale che si porta a 3,9 mld mc (- 6,2%) ma soprattutto dal calo dei flussi in import - scesi a 38,1 mld mc (- 2,1%) - come risultato netto dell'aumento dei flussi algerini, di quelli russi e di quelli in ingresso al terminale GNL di Cavarzere e della riduzione di quelli olandesi stante il perdurare dell'interruzione del gasdotto Greenstream che collega l'Italia alla Libia attraverso l'entry point di Gela. Coerentemente alla condizione stagionale di bassa domanda, gli stoccaggi hanno registrato flussi in iniezione intensi, di conseguenza il livello di gas stoccato all'interno dei siti ha raggiunto i 6.431 milioni di mc risultando in anticipo di 1-2 mesi rispetto al normale processo di riempimento osservato negli anni precedenti.

Gennaio - Giugno	2011	2010	2009	2008	Var.% 11/10	Var.% 11/09	Var.% 11/08
GAS PRELEVATO (Mld mc)							
Impianti di distribuzione	19,7	21,2	19,7	19,4	-7,1%	-0,2%	1,4%
Usi industriali	7,0	6,8	6,0	8,0	2,3%	16,7%	-12,8%
Usi termoelettrici	13,9	14,4	12,7	16,7	-3,4%	9,9%	-16,4%
Esportazioni, altre reti e consumi di sistema (*)	1,5	1,6	1,5	1,6	-8,7%	-4,7%	-11,8%
Totale prelevato	42,0	44,0	39,9	45,7	-4,5%	5,4%	-8,1%
GAS IMMESO (Mld mc)							
Produzione nazionale	3,9	4,1	4,1	4,66	-6,2%	-6,8%	-17,2%
Importazioni	38,1	38,9	34,0	40,73	-2,1%	12,1%	-6,5%
Stoccaggi	0,1	0,9	1,7	0,30	-93,8%	-96,6%	-80,3%
Totale Immeso	42,0	44,0	39,9	45,7	-4,5%	5,4%	-8,1%

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas; consuntivi definitivi gennaio-febbraio 2011; consuntivi non definitivi per marzo-aprile 2011; provvisori maggio-giugno 2011

(*) Comprende: transiti, esportazioni, riconsegne imprese di trasporto, variazioni di invaso/svaso, perdite, consumi e il gas non contabilizzato.

La situazione geopolitica non consente previsioni circa i tempi di ripristino delle importazioni dalla Libia; Eni ha dichiarato che gli impianti non hanno subito danneggiamenti e di essere in grado di riportare la produzione di gas a livelli vicini ai precedenti non appena la situazione si sarà normalizzata.

In un contesto di crescita dei prezzi petroliferi e di tensioni internazionali si osservano dinamiche al rialzo dei prezzi del gas sia in relazione ai prezzi indicizzati che ai prezzi spot. Riguardo ai primi, il prezzo della "Gas Release 2007" nei primi 6 mesi dell'anno è risultato nell'intorno di 32 €/Smc rispetto a 28,6 €/Smc dell'autunno scorso ed è previsto aumentare nei mesi prossimi; la materia prima-QE, stabilita da AEEG per i prezzi di riferimento ai clienti domestici, ha raggiunto circa 26 €/Smc nel primo trimestre 2011 ed è stata fissata a 27,25 €/Smc per il secondo trimestre. Relativamente ai prezzi spot, al Punto di Scambio Virtuale (PSV) si registra in Giugno un prezzo di circa 28,70 €/Smc¹, valore più elevato dopo i massimi di agosto-settembre 2010 (quando avevano raggiunto i 29 €/Smc in concomitanza con il blocco del gasdotto di importazione Transitgas), mentre prezzi e volumi contrattati sul mercato spot gestito dal GME ("Borsa gas") rilevano valori in crescita durante il semestre: il prezzo medio mensile sul MGP in negoziazione continua si è portato a giugno a 25,83 euro/MWh dai 25,10 Euro/MWh di gennaio.

¹ Fonte: GME da Thomson-Reuters

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

RIASSETTO DEL GRUPPO EDISON

Il 15 marzo 2011 i soci italiani di Edison, tra cui Iren, hanno raggiunto un accordo con Edf per prorogare al 15 settembre 2011 la scadenza (prevista per il 16 marzo 2011) per l'eventuale disdetta dei patti parasociali, allo scopo di definire un progetto per il riassetto del gruppo energetico di Foro Bonaparte.

Contestualmente è stata raggiunta l'intesa sulla *governance* che guiderà, per un anno, Edison e Transalpina di Energia nella fase di transizione.

Come riferito dai mass media, da fine giugno sono riprese tra le parti le trattative: i rappresentanti di Iren seguono con attenzione l'evolversi delle stesse nelle sedi di propria competenza.

TRASFORMAZIONE DI SAN GIACOMO S.R.L. IN SOCIETÀ PER AZIONI E RIDENOMINAZIONE IN MEDITERRANEA DELLE ACQUE S.P.A.

In virtù della delibera di Assemblea di San Giacomo S.r.l., assunta il 28 dicembre 2010, ha avuto efficacia, dal 5 gennaio 2011, la trasformazione di San Giacomo da società a responsabilità limitata a società per azioni. Contestualmente la società ha assunto la denominazione di Mediterranea delle Acque S.p.A., adottando così il nome della società dalla stessa incorporata.

REFERENDUM ABROGATIVO DELL'ART. 23BIS DEL D.L. 112/2008

Il 12 e il 13 giugno 2011 si è svolta la consultazione referendaria che ha portato all'abrogazione dell'art. 23 bis del D.L. n. 112/2008 e di parte del comma 1 dell'art. 154 del D. Lgs n. 152/2006.

Si osserva che l'abrogazione di norme dell'ordinamento per iniziativa referendaria acquista efficacia dalla pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale (avvenuta il 20 luglio 2011) degli esiti del referendum; pertanto restano consolidati gli effetti prodotti dalle norme prima della loro abrogazione, così come continuano a produrre effetti gli atti amministrativi posti in essere nel periodo di vigenza delle norme medesime.

Conseguentemente l'abrogazione dell'art. 23 bis non comporta la riviviscenza delle numerose disposizioni abrogate dal medesimo art. 23 bis (come puntualmente individuate dal DPR 168/2010), fra le quali diversi commi dell'art. 113 del TUEL (D. Lgs 267/2000), ed alcune disposizioni del D. Lgs. 152/2006.

Ad esito della sequenza degli interventi abrogativi sopra richiamati (come precisato dalla Corte Costituzionale con la sentenza n. 24 del 26 gennaio 2011 sull'ammissione del quesito referendario), si è determinato un vuoto nella disciplina nazionale, vuoto che verrebbe colmato dalla normativa e giurisprudenza comunitaria in materia di affidamento dei servizi pubblici di rilevanza economica. A livello comunitario i riferimenti si rinvergono nelle disposizioni dell'art. 86 del Trattato (sulla applicazione delle norme in materia di concorrenza anche alla gestione dei servizi di interesse economico generale o aventi carattere di monopolio fiscale), secondo l'interpretazione ed applicazione desumibili dalla giurisprudenza della Corte di Giustizia.

Per quanto attiene la conformità ai principi comunitari degli affidamenti esistenti, si richiamano le disposizioni contenute nella risoluzione del Parlamento Europeo n. 2006/2043, dirette a tutelare le gestioni in essere disposte sulla base di normative nazionali che ne legittimavano l'affidamento.

Stesse considerazioni valgono a proposito dell'intervenuta abrogazione parziale dell'art. 154 del D.Lgs 152/06 limitatamente all'inciso dedicato all'adeguatezza della remunerazione del capitale investito nella gestione del Servizio Idrico Integrato.

Pertanto l'abrogazione della norma non coinvolge le tariffe del servizio idrico definite ante esito referendario. Inoltre è rimasto in vigore (in quanto non sottoposto a referendum) l'art. 170 del medesimo D. Lgs 152/2006, il quale prevede l'applicazione del vigente metodo tariffario (definito dal D.M. 1/8/96) fino a quando non sarà sostituito con l'emanazione di un nuovo decreto. A proposito della definizione del metodo tariffario occorre considerare che le relative competenze sono state attribuite all'Agenzia nazionale per la regolazione e vigilanza in materia di acqua, la cui istituzione è stata prevista e disciplinata dal così detto *Decreto Sviluppo* (L. 12/7/2011).

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Il Gruppo Iren nasce il 1° luglio 2010 dalla fusione per incorporazione di Enìa in Iride. Nel seguito sono presentati il prospetto di conto economico, lo schema di stato patrimoniale riclassificato e il rendiconto finanziario.

I dati della situazione patrimoniale riclassificata sono confrontati con i corrispondenti dati al 31 dicembre 2010 del Gruppo Iren, mentre di dati del conto economico e del rendiconto finanziario sono confrontati con i corrispondenti dati pro-forma del Gruppo Iren relativi al primo semestre dell'esercizio precedente.

In relazione ai dati pro forma si segnala che i Prospetti Consolidati proforma del primo semestre 2010 sono stati predisposti al fine di simulare, secondo criteri di valutazione coerenti con quelli applicati da Iride nella redazione del proprio bilancio consolidato e conformi alla normativa di riferimento, gli effetti della fusione sull'andamento economico e sulla situazione finanziaria di Iride, assumendo che l'operazione straordinaria sia avvenuta all'inizio del periodo cui si riferiscono il Conto economico e il rendiconto finanziario, vale a dire al 1° gennaio 2010.

SITUAZIONE ECONOMICA

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN PRIMO SEMESTRE 2011

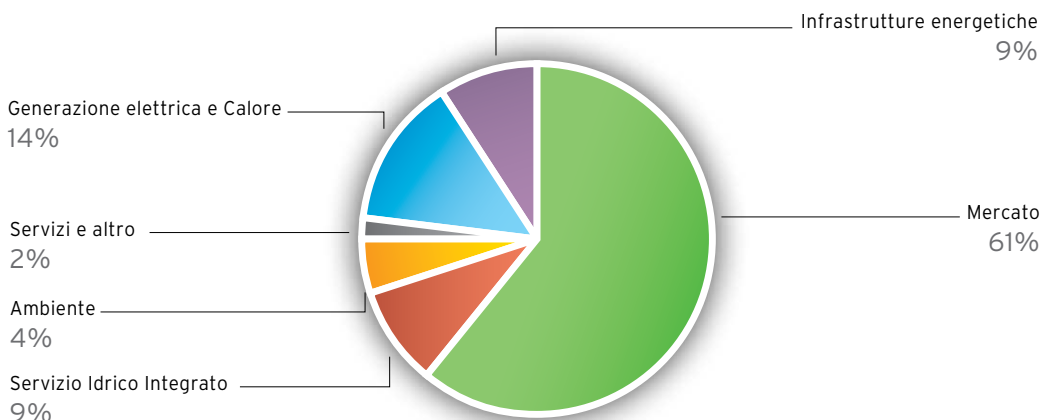
	Primo Semestre 2011	Primo Semestre 2010 pro-forma	migliaia di euro Var. %
RICAVI			
Ricavi per beni e servizi	1.584.039	1.634.798	(3,1)
Variazione dei lavori in corso	252	519	(51,4)
Altri proventi	101.805	113.963	(10,7)
Totale ricavi	1.686.096	1.749.280	(3,6)
COSTI OPERATIVI			
Costi materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(762.586)	(866.381)	(12,0)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(441.257)	(406.355)	8,6
Oneri diversi di gestione	(38.535)	(35.635)	8,1
Costi per lavori interni capitalizzati	14.085	17.734	(20,6)
Costo del personale	(131.240)	(135.498)	(3,1)
Totale costi operativi	(1.359.533)	(1.426.135)	(4,7)
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	326.563	323.145	1,1
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI			
Ammortamenti	(98.087)	(98.191)	(0,1)
Accantonamenti e svalutazioni	(34.318)	(39.526)	(13,2)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(132.405)	(137.717)	(3,9)
RISULTATO OPERATIVO (EBIT)	194.158	185.428	4,7
GESTIONE FINANZIARIA			
Proventi finanziari	11.883	14.483	(18,0)
Oneri finanziari	(43.467)	(40.917)	6,2
Totale gestione finanziaria	(31.584)	(26.434)	19,5
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	8.803	7.561	16,4
Rettifica di valore di partecipazioni	(381)	(33)	(*)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	170.996	166.522	2,7
Imposte sul reddito	(72.259)	(59.027)	22,4
RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITA' IN CONTINUITA'	98.737	107.495	(8,1)
Risultato netto da attività operative cessate	866	829	4,5
RISULTATO NETTO DEL PERIODO	99.603	108.324	(8,1)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	96.298	104.551	(7,9)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	3.305	3.773	(12,4)

(*) Variazione superiore al 100%

RICAVI

Nel primo semestre 2011 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 1.686 milioni di euro in diminuzione del 3,6% rispetto ai 1.749 milioni di euro del primo semestre 2010. La flessione dei ricavi risulta complessivamente così composta: -183 milioni di euro relativi a minori quantitativi venduti (di cui -102 milioni di euro relativi alla vendita di energia elettrica e -81 milioni di euro alla vendita gas) e +122 milioni di euro conseguenti ad un effetto tariffe (di cui 69 milioni di euro relativi all'energia elettrica e 53 milioni di euro relativi al gas).

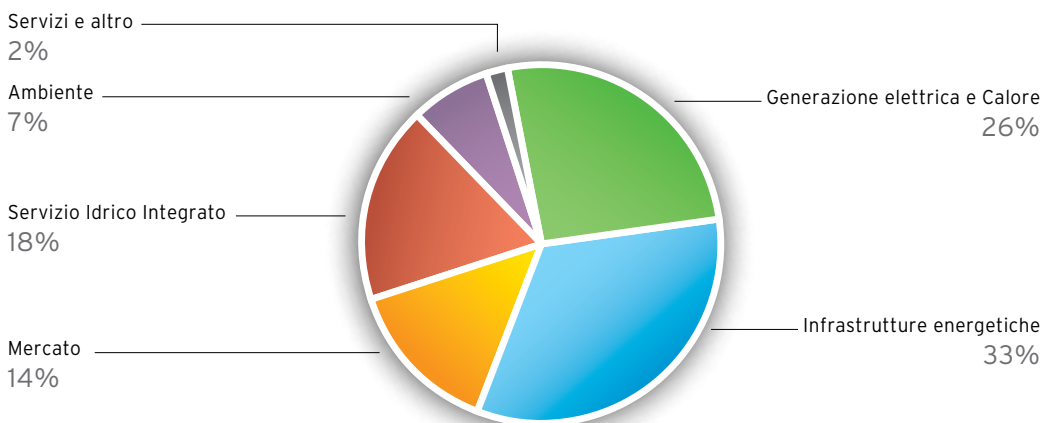
Composizione ricavi



Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a circa 327 milioni di euro è in lieve aumento (+1,1%) rispetto ai 323 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010.

Con la sola eccezione della Generazione elettrica e Calore ed in misura del tutto marginale dell'Ambiente, tutte le altre aree di attività del gruppo hanno presentato margini in miglioramento rispetto al 2010, in particolare il settore Vendita gas dell'area Mercato. Ciò ha consentito di assorbire la flessione della Generazione elettrica e Calore anche grazie all'importante contributo fornito dalle sinergie connesse alla riduzione dei costi esterni e del costo del personale.

Composizione Ebitda



RISULTATO OPERATIVO

L'utile operativo (Ebit) è pari a circa 194 milioni di euro e risulta in miglioramento del 4,7% rispetto ai 185 milioni di euro del 1° semestre 2010 grazie all'incremento dell'ebitda ed ad una riduzione degli accantonamenti a fondi rischi (per circa 5 milioni di euro) relativa prevalentemente alla produzione di energia elettrica.

ONERI E PROVENTI FINANZIARI

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 32 milioni di euro. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 43 milioni di euro, in crescita (6,2%) rispetto allo stesso periodo del 2010 principalmente per effetto dell'incremento dell'indebitamento medio del periodo e in misura

minore a causa del lieve incremento del costo medio del debito. I proventi finanziari ammontano a 12 milioni di euro in calo (18%) per effetto dei mancati dividendi dalla società Delmi. Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per 9 milioni di euro, in crescita (16%) rispetto al corrispondente periodo del 2010.

RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 171 milioni di euro, in crescita (3%) rispetto al 2010.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del primo semestre 2011 sono pari a 72 milioni di euro, con un aumento del 22% rispetto al primo semestre 2010.

L'incremento è dovuto ai seguenti motivi:

- nel 2010 erano inclusi componenti straordinari che avevano inciso positivamente sulle imposte. In particolare l'inapplicabilità (a seguito di chiarimenti ministeriali) per il 2009 dell'incremento dell'1% dell'aliquota della cosiddetta "Robin Hood Tax" (addizionale IRES). Detto mancato incremento è stato recuperato nel 2010;
- nel 2010 inoltre si è beneficiato dell'agevolazione fiscale per gli investimenti (cosiddetta Tremonti Ter), prevista dal DL 1/7/2009 n. 78, convertito nella L. n. 102/2009 consistente nella riduzione del reddito d'impresa per un ammontare pari al 50% del valore degli investimenti effettuati entro il 30 giugno 2010;
- nel 2011, a seguito dell'approvazione del DL 98/2011, l'aliquota IRAP per le società operanti in concessione, quali la maggior parte delle società del gruppo IREN, si è incrementata dello 0,30%.

RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITÀ IN CONTINUITÀ

Il risultato netto delle attività in continuità è pari a 99 milioni di euro, in diminuzione dell'8% rispetto al primo semestre 2010 per effetto del venir meno dell'Agevolazione "Tremonti ter".

RISULTATO NETTO DEL PERIODO

Il risultato netto è pari a 100 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai 108 milioni di euro dello stesso periodo del 2010. Tale decremento sconta l'effetto fiscale positivo della "Tremonti ter" (+9,7 milioni di euro) del primo semestre 2010.



ANALISI PER SETTORI DI ATTIVITA'

Il Gruppo IREN, ad esito della fusione commentata in precedenza, opera nei seguenti settori di attività:

- Generazione Elettrica e Calore (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, Produzione da Fonti rinnovabili);
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore);
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, reti di distribuzione del gas, reti di teleriscaldamento, impianti di rigassificazione LNG);
- Servizio Idrico Integrato (vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura);
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti);
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service ed altri minori).

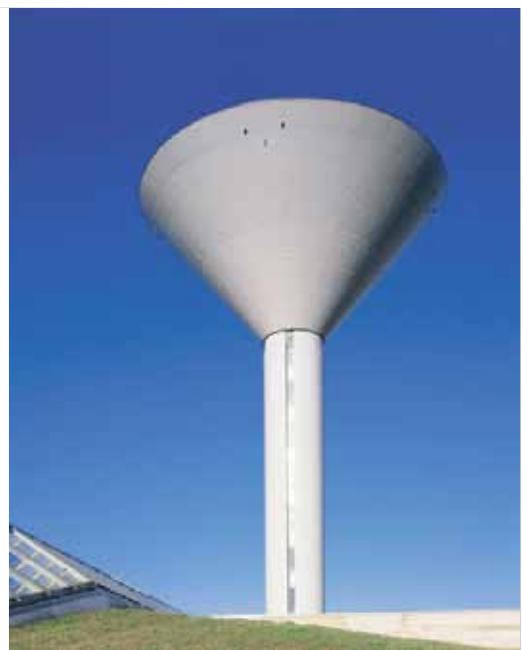
Tali segmenti operativi sono presentati in accordo all'IFRS 8 che richiede di basare l'informativa di settore sugli elementi che il comitato esecutivo ed il management utilizzano nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche.

Ai fini di una corretta lettura dei conti economici relativi alle singole attività, esposti e commentati nel seguito, si precisa che i ricavi ed i costi riferiti alle attività comuni sono stati interamente allocati sui business, in base all'utilizzo effettivo dei servizi forniti oppure in base a driver tecnico-economici. L'informativa di settore che segue non contiene l'informativa secondaria di settore per area geografica data la sostanziale univocità territoriale in cui il Gruppo opera prevalentemente (area Nord-Ovest).

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività e i comparativi al 31 dicembre 2010 del capitale investito netto e al 30 giugno 2010 per quanto concerne il conto economico. Per una migliore presentazione sono stati variati, rispetto ai dati esposti nel bilancio al 31 dicembre 2010 i seguenti importi relativi alle partecipazioni iscritte nell'attivo immobilizzato:

- Le partecipazioni di Edipower ed in Energia Italiana (234,5 milioni di euro) sono state allocate al settore generazione in quanto a questa direttamente riferibili;
- Le partecipazioni di AGA e Zeus (39,9 milioni di euro) sono state tolte dal settore ambiente in cui erano allocate e iscritte nella colonna "non allocabili" in quanto non direttamente attribuibili ad un singolo segmento operativo.

Conseguentemente sono stati riclassificati nei prospetti esposti di seguito i dati comparativi del 31 dicembre 2010.



Risultati per settori di attività al 30 giugno 2011

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.500,2	60,3	1.547,7	998,6	253,4	70,8	270,1	4.701,1
Capitale circolante netto	87,2	263,3	(91,3)	91,3	(5,2)	(18,6)	11,2	337,9
Altre att.tà e pass.tà non correnti	(58,7)	17,1	(83,7)	(243,5)	(42,9)	6,7	(15,8)	(420,8)
Capitale investito netto (CIN)	1.528,7	340,7	1.372,7	846,4	205,3	58,9	265,5	4.618,2
Patrimonio netto								2.055,3
Posizione Finanziaria netta								2.562,9
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.618,2

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2010

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.458,0	60,5	1.494,1	981,8	221,1	72,2	278,4	4.566,1
Capitale circolante netto	60,7	35,4	(22,5)	57,3	5,8	(22,9)	23,2	137,0
Altre att.tà e pass.tà non correnti	(39,3)	22,9	(85,1)	(205,3)	(36,7)	(14,1)	(3,8)	(361,4)
Capitale investito netto (CIN)	1.479,4	118,8	1.386,5	833,9	190,2	33,3	297,8	4.341,8
Patrimonio netto								2.081,6
Posizione Finanziaria netta								2.260,2
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.341,8

Risultati economici per settori di attività al 30 giugno 2011

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	370,7	1.484,0	216,9	211,7	107,2	57,1	(761,5)	1.686,1
Totale costi operativi	(286,0)	(1.438,6)	(108,7)	(154,0)	(83,6)	(50,1)	761,5	(1.359,5)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	84,7	45,4	108,2	57,7	23,6	7,0	-	326,6
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(42,2)	(9,7)	(31,1)	(32,4)	(13,5)	(3,5)	-	(132,4)
Risultato operativo (EBIT)	42,5	35,7	77,1	25,3	10,1	3,5	-	194,2

Risultati economici per settori di attività al 30 giugno 2010

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	387,4	1.541,0	205,4	208,0	112,2	50,2	(754,9)	1.749,3
Totale costi operativi	(271,6)	(1.521,5)	(100,3)	(153,6)	(88,1)	(46,0)	754,9	(1.426,2)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	115,8	19,5	105,1	54,4	24,1	4,2	-	323,1
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(39,0)	(7,5)	(42,1)	(32,8)	(12,8)	(3,5)	-	(137,7)
Risultato operativo (EBIT)	76,8	12,0	63,0	21,6	11,3	0,7	-	185,4

Nel seguito sono presentate le principali grandezze economiche proforma con i relativi commenti suddivisi per settore di attività.

GENERAZIONE ELETTRICA E CALORE

Nel primo semestre 2011 il volume d'affari del settore ammonta a 370,7 milioni di euro in flessione del -4,3% rispetto ai 387,4 milioni di euro del primo semestre 2010.

		Primo semestre 2011	Primo semestre 2010 proforma	Δ %
Ricavi	€/mil.	370,7	387,4	(4,3%)
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	84,7	115,8	(26,9%)
<i>Ebitda Margin</i>		22,8%	29,9%	
Risultato Operativo	€/mil.	42,5	76,8	(44,7%)
Investimenti	€/mil.	71,1	81,3	(12,5%)
Energia elettrica prodotta	GWh	3.141	3.125	0,5%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	473	523	(9,6%)
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	2.668	2.602	2,5%
Calore prodotto	GWh _t	1.409	1.613	(12,6%)
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.107	1.241	(10,7%)
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	302	372	(19,0%)

Nel periodo **l'energia elettrica prodotta** è stata pari a 3.141 GWh in aumento dello 0,5% rispetto ai 3.125 GWh del 1° semestre 2010 per effetto della maggiore produzione in cogenerazione (+2,5%) e della minore produzione idroelettrica (-9,6%).

In particolare la produzione idroelettrica è stata pari a circa 473 GWh, in riduzione (-9,6%) rispetto ai 523 GWh dello stesso periodo del 2010 per effetto della minore idraulicità, del fermo per le attività di repowering per le centrali di Canate-Brugneto e dell'impianto di Telessio, in fase di ultimazione. Tale andamento è in linea rispetto al dato nazionale della produzione da fonti idroelettriche, che ha visto una riduzione pari al -11,3% rispetto al 2010.

La produzione termoelettrica è stata pari a circa 2.668 GWh in aumento rispetto ai 2.602 GWh del 1° semestre 2010, essenzialmente grazie alla maggiore produzione dell'impianto GT2 di Moncalieri.

La **produzione di calore** è stata 1.409 GWh_t in riduzione rispetto ai 1.613 GWh_t del corrispondente periodo del 2010 (-12,6%), per effetto dei minori consumi legati alle temperature più miti (-18,4%) rispetto allo stesso periodo del 2010 e nonostante le maggiori volumetrie servite pari ad oltre +2 milioni di mc. La volumetria teleriscaldata ha superato i 66 milioni di metri cubi (64 milioni nel primo semestre 2010)

Il **marginale operativo lordo** è stato pari a 84,7 milioni di euro, in calo di circa 31 milioni di euro (-26,9%) rispetto ai 115,8 milioni di euro del 1° semestre 2010.

In particolare il margine operativo lordo evidenzia un calo (26,9%) rispetto all'anno precedente per l'effetto congiunto: della minore produzione nel settore idroelettrico (-50 GWh), della flessione dello spark spread sulla produzione cogenerativa di energia elettrica e del minor contributo dei certificati verdi sulla produzione di energia termica.

Il risultato operativo pari a circa 42,5 milioni di euro risulta in flessione del -44,7% rispetto ai 76,8 milioni di euro del 1° semestre 2010 principalmente per effetto della riduzione del margine operativo lordo.

Gli investimenti tecnici di periodo sono pari a 71,1 milioni di euro e riguardano per circa 59,4 milioni di euro l'area della produzione cogenerativa (prevalentemente per completamento del progetto Torino Nord) e per 10,4 milioni di euro la produzione idroelettrica (ripotenziamento degli impianti idroelettrici della Valle dell'Orco).

MERCATO

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 1.484,0 milioni di euro in flessione (-3,7%) rispetto ai 1.541,0 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010.

		Primo semestre 2011	Primo semestre 2010 proforma	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.484,0	1.541,0	(3,7%)
Margine operativo lordo	€/mil.	45,4	19,5	(*)
<i>Ebitda Margin</i>		3,1%	1,3%	
<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	6,3	3,1	(*)
<i>da Gas</i>	€/mil.	32,3	11,9	(*)
<i>da Calore</i>	€/mil.	6,7	4,5	51,1%
Risultato Operativo	€/mil.	35,7	12,0	(*)
Investimenti	€/mil.	2,7	2,4	11,5%
Energia Elettrica Venduta	GWh	6.782	7.800	(13,1%)
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	5.133	6.107	(16,0%)
Gas Acquisitato	Mmc	1.598	1.843	(13,3%)
<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	894	1.148	(22,2%)
<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	704	695	1,3%

(*) Variazione superiore al 100%

COMMERCIALIZZAZIONE ENERGIA ELETTRICA

I volumi complessivamente commercializzati sul mercato (clienti finali, borsa e grossisti) sono pari a 6.782 GWh con una diminuzione del -13,1% rispetto ai 7.800 GWh del primo semestre 2010. Nel primo semestre 2011 le disponibilità di energia elettrica da produzioni interne al Gruppo, (IREN Energia e Tirreno Power), sono in linea rispetto al primo semestre 2010 ed ammontano a 3.251 GWh (3.292 GWh nel primo semestre 2010), mentre i volumi provenienti dalla gestione del tolling di Edipower risultano in lieve flessione ed ammontano a 684 GWh (697 GWh nel primo semestre 2010). Si rileva inoltre un minore ricorso a fonti esterne quali mercato IPEX (2.275 GWh contro i 2.714 GWh del primo semestre 2010) e Grossisti (248 GWh contro 658 GWh del primo semestre 2010).

I volumi venduti ai clienti finali (3.267 GWh +11,8%) e grossisti ammontano complessivamente a 3.713 GWh contro i 3.739 del primo semestre 2010 (-0,7%); le vendite in Borsa lorde ammontano a 2.487 GWh contro i 3.352 GWh del primo semestre 2010 (-25,8%).

Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nel primo semestre 2011 sono stati pari a 582 GWh in calo di circa il 18% rispetto al primo semestre 2010 per effetto della liberalizzazione del mercato a cui la società ha risposto con iniziative commerciali di sviluppo di offerte sul mercato libero.

COMMERCIALIZZAZIONE GAS NATURALE

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel primo semestre 2011 sono stati pari a circa 1.598 milioni di metri cubi (circa 1.843 milioni di metri cubi nel primo semestre 2010) e sono stati destinati sia alla commercializzazione diretta a clienti esterni al Gruppo che agli impieghi per la produzione di energia elettrica e la fornitura di servizi calore.

La flessione rispetto al primo semestre 2010, pari a circa 245 milioni di metri cubi (-13,3%), tiene conto degli effetti climatici sfavorevoli e di una flessione nell'attività di trading solo parzialmente compensati dall'effetto della campagna di sviluppo commerciale che ha contrastato la contrazione del portafoglio clienti sui territori storicamente serviti conseguente alla liberalizzazione del mercato.

Il margine operativo lordo è stato pari a 45,4 milioni di euro in forte miglioramento rispetto ai 19,5 milioni di euro del primo semestre 2010. L'incremento del margine è attribuibile principalmente ad operazioni di cessioni titoli di efficienza energetica nel settore vendita energia elettrica e per quanto concerne il settore vendita gas a migliori condizioni di approvvigionamento conseguenti a rinegoziazioni contrattuali con i fornitori oltre che ad effetti cambi positivi.



Il risultato operativo risulta pari a 35,7 milioni di euro in aumento rispetto ai 12,0 milioni di euro del 1° semestre 2010 principalmente per effetto del miglioramento del margine operativo lordo.

INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

Nel primo semestre 2011 il settore di attività Infrastrutture energetiche, che include i business della distribuzione di gas, energia elettrica e calore, ha registrato ricavi per 216,9 milioni di euro, in aumento del +5,6% rispetto ai 205,4 milioni di euro del primo semestre 2010.

		Primo semestre 2011	Primo semestre 2010 proforma	Δ %
Ricavi	€/mil.	216,9	205,4	5,6%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	108,2	105,1	2,9%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>49,9%</i>	<i>51,2%</i>	
<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil.	40,0	44,5	(10,1%)
<i>da Reti Gas</i>	€/mil.	48,8	42,6	14,5%
<i>da Reti Teleriscaldamento</i>	€/mil.	19,9	18,2	9,3%
<i>da Rigassificatore</i>	€/mil.	-0,5	-0,3	91,8%
Risultato Operativo	€/mil.	77,1	63,0	22,4%
Investimenti	€/mil.	76,7	69,8	9,9%
<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil.	9,5	12,5	(23,6%)
<i>in Reti Gas</i>	€/mil.	25,9	21,4	20,7%
<i>in Reti Teleriscaldamento</i>	€/mil.	27,0	12,7	(*)
<i>in Rigassificatore</i>	€/mil.	14,3	23,1	(38,1%)
Energia elettrica distribuita	GWh	2.126	2.122	0,2%
Gas distribuito	Mmc	1.169	1.281	(8,8%)
Volumetrie teleriscaldare	Mmc	66	64	4,6%

(*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo è stato pari a 108,2 milioni di euro in miglioramento del 2,9% rispetto ai 105,1 milioni di euro del primo semestre 2010.

Il risultato operativo è stato pari a 77,1 milioni di euro in miglioramento rispetto ai 63,0 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010 (+22,4%).

Di seguito l'analisi per singola attività.

RETI ELETTRICHE

Il margine operativo lordo è stato pari a circa 40,0 milioni di euro, in calo rispetto al 1° semestre 2010 pari a 44,5 milioni di euro (-10,1%).

La diminuzione di circa 4,5 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2010 è attribuibile principalmente ad un saldo negativo di sopravvenienze relative alla perequazione elettrica di anni precedenti.

Nel corso del 2011 sono stati effettuati investimenti per circa 9,5 milioni di euro (di cui 6,9 milioni di euro relativi alle reti elettriche di Torino e 2,6 milioni di euro relativi alle reti elettriche di Parma), prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine primarie di trasformazione AT/MT e al completamento della sostituzione dei misuratori con apparecchi elettronici.

RETI GAS

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 48,8 milioni di euro con un incremento del +14,5% sul primo semestre 2010 (pari a circa 42,6 milioni di euro). L' incremento del margine di circa +6 milioni di euro è attribuibile ai maggiori ricavi derivanti dall'applicazione del vincolo dei ricavi così come previsto dalla Delibera AEEG n.206/09 e seguenti integrazioni oltre che a significative sinergie sui costi operativi.

Gli investimenti tecnici realizzati dal settore ammontano a circa 25,9 milioni di euro e riguardano in particolare il piano di risanamento pluriennale della rete di distribuzione tramite la sostituzione delle tubazioni ghisa grigia, e le iniziative di sviluppo della rete di distribuzione e degli allacciamenti nei principali ambiti serviti dal Gruppo (Genova, Torino e area Emilia).

RETI TELERISCALDAMENTO

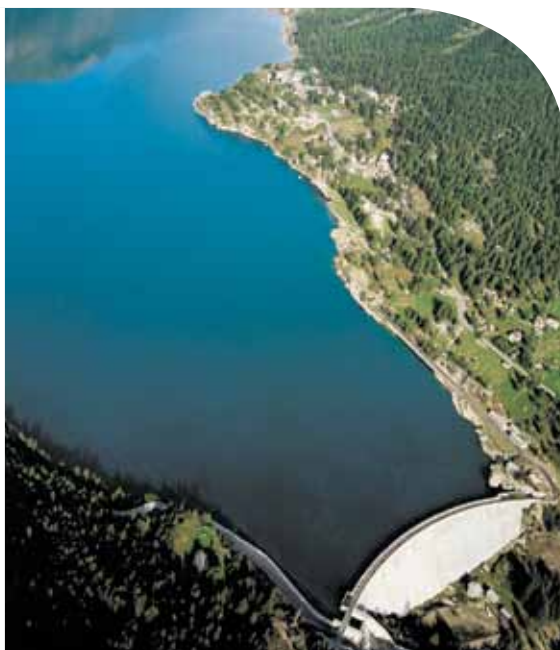
Il settore teleriscaldamento ha registrato un margine operativo lordo di circa 19,9 milioni in aumento rispetto ai 18,2 milioni del primo semestre 2010 (+9,3%) principalmente per effetto dell' incremento delle volumetrie servite.

Nel corso del primo semestre 2011 sono stati effettuati investimenti per 27,0 milioni di euro, inerenti principalmente alle estensioni di rete a servizio del progetto Torino Nord (16 milioni di euro), a Nichelino Energia (6,1 milioni di euro) e al territorio emiliano (4,4 milioni di euro).

RIGASSIFICATORE

Gli investimenti realizzati nel periodo ammontano a circa 14,3 milioni di euro. La fase realizzativa dell'impianto di rigassificazione OLT di Livorno ha raggiunto un avanzamento pari a circa l'85%, sono tuttavia ancora in fase di definizione alcune problematiche tecniche emerse nella fase di realizzazione dell'impianto.

Allo stato attuale si prevede un'entrata in funzione dell'impianto, dal punto di vista commerciale, nell'anno termico 2012-2013.



SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Nel primo semestre 2011 il settore Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 211,7 milioni di euro, in aumento del +1,8% rispetto ai 208,0 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010.

La variazione positiva dei ricavi rispetto al 2010 è attribuibile prevalentemente agli incrementi tariffari deliberati dalle Agenzie di Ambito territoriale ottimale in parte compensati da una riduzione dei volumi di acqua potabile venduta e dalla riduzione dei costi capitalizzati per la realizzazione di investimenti su beni in concessione contabilizzati tra i ricavi in applicazione del principio contabile IFRIC12.

		Primo semestre 2011	Primo semestre 2010 proforma	Δ %
Ricavi	€/mil.	211,7	208,0	1,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	57,7	54,4	6,0%
<i>Ebitda Margin</i>		27,3%	26,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	25,3	21,6	17,1%
Investimenti	€/mil.	35,8	41,2	(13,2%)
Acqua Venduta	Mmc	92	94	(1,9%)

Il margine operativo lordo è pari a 57,7 milioni di euro, in aumento del 6% rispetto ai 54,4 milioni di euro del primo semestre 2010.

L'incremento significativo del margine operativo lordo pari a circa 3,3 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2010, è attribuibile ai sopracitati effetti di incremento tariffario.

Il risultato operativo pari a 25,3 milioni di euro è in aumento del 17,1% rispetto ai 21,6 milioni di euro dello stesso periodo del precedente esercizio.

Gli investimenti tecnici nel settore della gestione dei servizi idrici integrati ammontano a 35,8 milioni di euro, per la realizzazione di infrastrutture previste dal Piano d'Ambito per lo sviluppo delle opere di captazione, della rete di distribuzione, fognaria e dei sistemi di depurazione.

AMBIENTE

		Primo semestre 2011	Primo semestre 2010 proforma	Δ %
Ricavi	€/mil.	107,2	112,2	(4,5%)
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	23,6	24,1	(2,1%)
<i>Ebitda Margin</i>		22,0%	21,5%	
Risultato Operativo	€/mil.	10,1	11,3	(10,6%)
Investimenti	€/mil.	42,9	14,1	(*)
Rifiuti trattati	ton	525.120	481.778	9,0%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	386.503	384.121	0,6%
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	138.617	97.657	41,9%

(*) Variazione superiore al 100%

Il volume d'affari del settore ammonta a 107,2 milioni di euro in flessione del -4,5% rispetto ai 112,2 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010. La flessione dei ricavi è attribuibile principalmente all'impianto di termovalorizzazione di Tecnoborgo (PC) come effetto congiunto della scadenza, già a partire dal secondo semestre 2010, degli incentivi Cip6 oltre che alla riduzione dell'energia elettrica prodotta per effetto di una manutenzione straordinaria dell'alternatore.

Nel periodo si è registrata inoltre una riduzione dei ricavi di alcuni servizi ambientali accessori (gestione del verde pubblico e sgombero neve) compensata dagli incrementi della tariffa di igiene ambientale e dai maggiori ricavi connessi alle attività di recupero dell'evasione e di commercializzazione dei materiali di recupero rivenienti dalla raccolta differenziata dei rifiuti.

Il margine operativo lordo ammonta a 23,6 milioni di euro in flessione del -2,1% rispetto ai 24,1 milioni di euro del 2010. La flessione contenuta del margine operativo lordo, nonostante i minori ricavi di energia elettrica del termovalorizzatore di Tecnoborgo, è stata conseguita attraverso la contribuzione dei maggiori ricavi tariffari e da cessione dei materiali di recupero, in maniera congiunta con

una riduzione dei costi operativi di raccolta e smaltimento dei rifiuti.

Il risultato operativo pari a 10,1 milioni di euro risulta in flessione del 10,6% rispetto agli 11,3 milioni di euro del primo semestre 2010.

Gli investimenti del periodo ammontano a 42,9 milioni di euro e sono relativi in gran parte ai lavori per la realizzazione del Polo Ambientale Integrato (PAI) di Parma per 37,2 milioni di euro, oltre che ad opere per l'ampliamento delle discariche e all'installazione di motori a biogas per la produzione di energia elettrica.

SERVIZI

Il settore Servizi comprende le attività di Global Service, Facility Management, Telecomunicazione, Illuminazione Pubblica, Servizi cimiteriali ed altri di importanza minore.

I ricavi conseguiti nel primo semestre 2011 ammontano complessivamente a 57,1 milioni di euro in aumento del +13,7% rispetto ai 50,2 milioni di euro del primo semestre 2010.

Il margine operativo risulta in incremento a 7,0 milioni di euro rispetto ai 4,2 milioni di euro dell'esercizio precedente.

Il risultato operativo ammonta a 3,5 milioni di euro.

		Primo semestre 2011	Primo semestre 2010 proforma	Δ %
Ricavi	€/mil.	57,1	50,2	13,7%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	7,0	4,2	63,1%
<i>Ebitda Margin</i>		12,2%	8,6%	
Risultato Operativo	€/mil.	3,5	0,7	(*)
Investimenti	€/mil.	8,3	19,9	(58,4%)

(*) Variazione superiore al 100%

SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 30 GIUGNO 2011

	migliaia di euro		
	30.06.2011	31.12.2010	Var. %
Attivo immobilizzato	4.701.056	4.566.148	3,0
Altre attività (Passività) non correnti	(123.467)	(118.920)	3,8
Capitale circolante netto	337.934	137.040	(*)
Attività (Passività) per imposte differite	25.662	27.241	(5,8)
Fondi e Benefici ai dipendenti	(343.873)	(325.267)	5,7
Attività (Passività) destinate a essere cedute	20.840	55.528	(62,5)
Capitale investito netto	4.618.152	4.341.770	6,4
Patrimonio netto	2.055.300	2.081.620	(1,3)
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(72.666)</i>	<i>(88.388)</i>	<i>(17,8)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>1.849.516</i>	<i>1.829.263</i>	<i>1,1</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.776.850	1.740.875	2,1
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(479.726)</i>	<i>(521.828)</i>	<i>(8,1)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>1.265.728</i>	<i>1.041.103</i>	<i>21,6</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	786.002	519.275	51,4
Indebitamento finanziario netto	2.562.852	2.260.150	13,4
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.618.152	4.341.770	6,4

(*) Variazione superiore al 100%



Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 30 giugno 2011.

L'incremento dell'**attivo immobilizzato** riflette l'avanzamento degli investimenti con particolare riferimento: alla *generazione elettrica e calore* con il progetto Torino nord per 71 milioni di euro, alle *infrastrutture energetiche* (reti gas per 26 milioni di euro, reti di teleriscaldamento per 27 milioni di euro, reti elettriche per 10 milioni di euro e progetto OLT per 14 milioni di euro), al *ciclo idrico* per 36 milioni di euro, al *mercato* per 3 milioni di euro ed all'*ambiente* per 43 milioni di euro.

L'incremento del **Capitale Circolante netto** risente della dinamica stagionale dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie.

L'incremento dei fondi e benefici ai dipendenti è dovuto principalmente agli accantonamenti del semestre, solo in parte compensati da rilasci e utilizzi.

La riduzione delle **attività destinate ad essere cedute** risente dell'uscita dal perimetro di consolidamento della società Aquamet per effetto del perfezionamento della cessione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo, pari al 60% del capitale sociale. Al 31 dicembre 2010 le attività nette di Aquamet erano esposte tra le attività destinate ad essere cedute.

La riduzione del **Patrimonio netto** deriva principalmente dalla distribuzione di dividendi, solo in parte compensata dall'utile del periodo.

Il maggior **indebitamento finanziario netto** deriva da esborsi per investimenti e dai dividendi erogati. Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione del primo semestre 2011.

SITUAZIONE FINANZIARIA

RENDICONTO FINANZIARIO GRUPPO IREN

migliaia di euro

	Primo Semestre 2011	Primo Semestre 2010 pro-forma	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	144.112	56.905	(*)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	99.603	108.324	(8,1)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	98.087	98.191	(0,1)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(549)	(2.658)	(79,3)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	22.508	22.004	2,3
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(892)	-	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	(1.650)	(3.733)	(55,8)
Variazione altre attività/passività non correnti	4.547	4.533	0,3
Dividendi ricevuti	(3)	(6.605)	(100,0)
Quota del risultato di collegate	(8.803)	(7.561)	16,4
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	690	33	(*)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	213.538	212.528	0,5
Variazione rimanenze	(2.643)	496	(*)
Variazione crediti commerciali	2.917	(101.833)	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(27.300)	(41.235)	(33,8)
Variazione debiti commerciali	(196.595)	(54.515)	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	22.727	67.831	(66,5)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(200.894)	(129.256)	55,4
D. Cash flow operativo (B+C)	12.644	83.272	(84,8)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(242.938)	(233.086)	4,2
Investimenti in attività finanziarie	(38)	(7.717)	(99,5)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	6.427	8.802	(27,0)
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	21.955	-	(*)
Dividendi ricevuti	10.143	15.937	(36,4)
Altri movimenti di attività finanziarie	-	251	(100,0)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(204.451)	(215.813)	(5,3)
F. Free cash flow (D+E)	(191.807)	(132.541)	44,7
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(121.297)	(110.589)	9,7
Altre variazioni di Patrimonio netto	(52)	338	(*)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	100.000	-	(*)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(55.973)	(35.394)	58,1
Variazione crediti finanziari	(19.165)	(39.425)	(51,4)
Variazione debiti finanziari	211.407	335.613	(37,0)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	114.920	150.543	(23,7)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(76.887)	18.002	(*)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	67.225	74.907	(10,3)

(*) Variazione superiore al 100%



La tabella seguente evidenzia sinteticamente la variazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo nei periodi considerati.

	migliaia di euro		
	Primo Semestre 2011	Primo Semestre 2010 pro-forma	Variazione %
Free cash flow	(191.807)	(132.541)	44,7
Erogazione di dividendi	(121.297)	(110.589)	9,7
Altre variazioni di Patrimonio netto	(52)	338	(*)
Variazione fair value strumenti finanziari	10.454	(15.716)	(*)
Attività (Passività) finanziarie destinate a essere cedute	-	13.956	(100,0)
Variazione posizione finanziaria netta	(302.702)	(244.552)	23,8

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2011 è pari a 2.563 milioni, in aumento del 13% rispetto al 31 dicembre 2010, per effetto di un free cash flow negativo per 192 milioni a cui si aggiunge la variazione del Patrimonio Netto, comprensiva dell'erogazione dei dividendi per 121 milioni.

In particolare il free cash flow, negativo per 192 milioni, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 13 milioni e si compone per 214 milioni da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per -201 milioni dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;

- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 204 milioni, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 243 milioni (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da realizzo di investimenti in attività materiali e immateriali per 7 milioni di euro, dalla cessione di Aquamet, Alegas e di parte del patrimonio immobiliare per 22 milioni di euro e dall'incasso di dividendi da società collegate per 10 milioni di euro.

Si specifica che i 100 milioni di euro della voce "Nuovi finanziamenti a lungo termine" sono relativi ad un finanziamento a medio termine con Cassa Depositi e Prestiti stipulato nel mese di giugno.

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO ED EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA

POLO AMBIENTALE INTEGRATO DI PARMA

Il 6 luglio 2011 il Comune di Parma ha notificato un'ordinanza di sospensione dei lavori, reiterata in data 24 agosto, ex art. 4 L.R. n. 23/2004 del costruendo termovalorizzatore, all'interno del Polo Ambientale Integrato di Parma, emessa in via cautelare in merito alla sussistenza del permesso di costruire nell'ambito del procedimento di V.I.A. Iren Ambiente, che sta conducendo i lavori di realizzazione dell'impianto dal settembre 2009, nella piena convinzione della legittimità del proprio operato, ha avviato tutte le azioni necessarie a tutelare la propria immagine, i propri interessi, anche in termini di danni economici, derivanti dal provvedimento di sospensione dei lavori.

DECRETO LEGGE 13 AGOSTO 2011 N. 138 - "ROBIN HOOD TAX"

Il Governo ha emanato in data 13 agosto 2011 il Decreto Legge n. 138 contenente "ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo". Tale Decreto include alcune disposizioni che interessano le utilities, tra cui di particolare rilievo quella che prevede l'aumento e l'estensione ad altri soggetti della cosiddetta "Robin Hood Tax".

La norma prevede infatti un aumento dell'addizionale Ires, fino ad oggi gravante solo sui soggetti che producono e commercializzano energia elettrica e gas, dal 6,5% al 10,5% per il triennio 2011-2013, ma soprattutto ha esteso l'applicazione dell'addizionale e del relativo aumento anche alle imprese che operano nel settore della trasmissione, del dispacciamento e della distribuzione dell'energia elettrica oltre che del trasporto e della distribuzione del gas naturale. Sono colpite dal prelievo anche le imprese che producono energia elettrica mediante l'impiego prevalente di biomasse e di fonte solare-fotovoltaica o eolica. La suddetta addizionale IRES si applica comunque solo alle società in cui i ricavi di tali settori sono prevalenti rispetto all'ammontare complessivo dei ricavi.

Si precisa che, nel caso in cui il decreto venisse convertito in legge senza modifiche, il tax rate effettivo di Gruppo relativo al consuntivo 2011, grazie ad una parziale compensazione tra il maggior onere per imposte correnti e l'effetto positivo dovuto al ricalcolo delle imposte anticipate, si stima, subirebbe un incremento compreso tra l'1,5% ed il 3% circa.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e delle previsioni per l'esercizio in corso, si prevede anche per il 2011 uno scenario macroeconomico ancora sostanzialmente caratterizzato dal perdurare della debolezza registrata nel corso del 2010 che ha condizionato la domanda di energia elettrica e di gas. Scenario che sarà influenzato dalla consistenza del debito sovrano degli Stati della UE e dalle conseguenti azioni straordinarie di contenimento. Il Gruppo IREN prevede un consolidamento nella crescita delle attività per effetto della progressiva contribuzione degli investimenti realizzati. I risultati del Gruppo IREN saranno comunque influenzati dall'evoluzione dello scenario energetico, della normativa di riferimento e dalla stagionalità dei settori in cui opera, con particolare riferimento all'andamento climatico.

Si conferma la previsione dell'entrata in funzione nell'ultimo trimestre dell'esercizio di uno dei principali investimenti strategici del Gruppo: la nuova centrale di cogenerazione da 390 MW nella zona Nord Ovest di Torino in grado di fornire calore ad ulteriori 18 milioni di metri cubi (circa 180.000 abitanti).

QUADRO NORMATIVO

NORME IN MATERIA DI GESTIONE DEI SERVIZI PUBBLICI LOCALI DI INTERESSE ECONOMICO

Il 12 e 13 giugno 2011 si sono tenuti i referendum abrogativi dell'art. 23 bis del D.L. 25 giugno 2008 n. 122, convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, L. 6 agosto 2008, n. 133, che aveva introdotto modifiche sostanziali all'ordinamento vigente in materia di Servizi Pubblici Locali di rilevanza economica, nonché dell'art. 154 comma 1 (tariffa del servizio idrico integrato) del D. Lgs. n. 152 del 13 aprile 2006 "Determinazione della tariffa del servizio idrico integrato limitatamente alla parte "in base all'adeguata remunerazione del capitale investito".

Essendo stato raggiunto il quorum di votanti previsto dalla legge ed essendosi la maggioranza dei votanti espressa in favore dell'abrogazione, le norme sopra richiamate hanno cessato di produrre effetti a far data dal giorno della loro pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale (DPR del 18 /07/2011 n. 113 e 116 GU n. 167 del 20 luglio). Dalla stessa data cessa di avere efficacia il D.P.R. 7 settembre 2010, n. 168 (regolamento in materia di servizi pubblici locali di rilevanza economica, a norma dell'art. 23 - bis del decreto legge n. 112/2008).

In conseguenza dell'abrogazione dell'art. 23-bis e delle relative norme di attuazione, sono in particolare venute meno le disposizioni transitorie che prevedevano la scadenza anticipata degli affidamenti di servizi pubblici locali.

Di conseguenza, gli affidamenti di servizi a società del Gruppo IREN non trovano più impedimenti normativi a proseguire fino alla loro naturale scadenza.

La scadenza della gestione del Servizio Idrico Integrato svolta dalla Caposettore Iren Acqua Gas nell'ATO Genovese, è fissata al 2032.

La scadenza della gestione del servizio di distribuzione del Teleriscaldamento nella Città di Torino, svolto dalla controllata AES Torino S.p.A., è fissata al 2036.

Le scadenze della gestione dei servizi idrici e ambientali negli ATO emiliani sono quelle di seguito riassunte (settore idrico integrato nella prima tabella ed ambientale nella seconda tabella):

ATO	REGIME PER IDRICO	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	20 dicembre 2011
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	30 giugno 2025
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	20 dicembre 2011
ATO	REGIME PER AMBIENTE	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2001	20 dicembre 2011
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	27 dicembre 2014
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2001	20 dicembre 2011

Gli affidamenti in capo a società miste pubblico-private, partecipate dal Gruppo Iren con quote di minoranza sono in linea con la normativa comunitaria (che disciplina ora la materia, dopo l'abrogazione dell'art. 23-bis) in quanto tali partecipazioni sono state acquisite a seguito di gara ad evidenza pubblica ed al partner privato (società del Gruppo Iren) sono stati attribuiti poteri di *governance* in linea con i principi stabiliti dalla Comunicazione Interpretativa CE del 5 febbraio 2008 in tema di partenariato pubblico - privato.

Le società del Gruppo Iren, considerato che con l'abrogazione dell'art. 23-bis sono venute meno le disposizioni che ponevano pesanti limitazioni alla partecipazione a gare per le società facenti parte di gruppi nei quali vi fossero affidatari diretti (senza gara) di servizi pubblici, potranno partecipare alle procedure ad evidenza pubblica eventualmente indette da Enti pubblici per l'affidamento in concessione di servizi pubblici ovvero per la scelta del socio privato di società miste. Peraltro, per quanto riguarda il settore della gestione di servizi idrici integrati, si deve tenere conto dell'abrogazione parziale dell'art. 154 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che stabiliva che la tariffa, che costituisce il corrispettivo del servizio, fosse fissata anche tenendo conto "dell'adeguatezza della remunerazione del capitale investito". Al momento risultano vigenti le regole comunitarie, i principi fissati dall'art. 117 del TUEL, dal D.M. 1/8/96 "Metodo normalizzato per la definizione delle

componenti di costo e la determinazione della tariffa di riferimento del servizio idrico integrato”.

Con il DL. n. 70 del 2011 (cosiddetto Decreto sviluppo) convertito nella L. 106/2011 è stata poi prevista la costituzione dell’Autorità nazionale di regolazione dei servizi idrici (la cui costituzione e modalità di funzionamento verranno stabiliti con successivi decreti ministeriali) - cui spetteranno compiti in materia di vigilanza e regolazione tariffaria.

SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Il processo di riforma del servizio idrico integrato, avviato con la Legge 36/94 (Legge Galli), è stato rivisto con l’approvazione del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dal D. LGS. 10 dicembre 2010, n. 219; si segnala altresì che la Legge n. 42 del 2010 ha disposto la soppressione delle Autorità d’Ambito Territoriali Ottimali decorso un anno dall’entrata in vigore di tale legge (termine prorogato al 31 marzo 2011 dal decreto mille proroghe (D.L. 29 dicembre 2010, n. 225).

Il servizio Idrico integrato è altresì disciplinato, per la regione Emilia Romagna dalle Leggi Regionali n. 25 del 1999 e n. 10 del 2008.

Il decreto legislativo 152/06 sancisce che *“la tariffa costituisce il corrispettivo del servizio idrico integrato ed è determinata tenendo conto della qualità della risorsa e del servizio fornito, delle opere e degli adeguamenti necessari, dell’entità dei costi di gestione delle opere, dell’adeguatezza della remunerazione del capitale investito e dei costi di gestione delle opere di salvaguardia, nonché dei costi di funzionamento dell’ATO, in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio di recupero dei costi e secondo il principio “chi inquina paga”. Tutte le quote della tariffa del servizio idrico integrato hanno natura di corrispettivo”* (art.154). Come detto, la frase “dell’adeguatezza della remunerazione del capitale investito” è stata abrogata per effetto del referendum del 12 - 13 giugno 2011, ma tale abrogazione non opera sulle tariffe delle convenzioni in essere, poiché l’abrogazione referendaria non ha efficacia retroattiva, ma soltanto sulle future concessioni del servizio idrico integrato.

In ragione delle disposizioni del Metodo Normalizzato (decreto 1° agosto 1996), la tariffa di ciascun ATO deve essere determinata in ragione di una tariffa di riferimento che costituisce la base per fissare il livello tariffario iniziale nonché per orientare e graduare nel tempo gli adeguamenti tenendo conto degli obiettivi di miglioramento della produttività, della qualità del servizio fornito e dell’inflazione. La tariffa di riferimento, espressa nel decreto 1° agosto 1996, è regolata da un meccanismo di moderazione della crescita detto price cap. 2).

NORME IN MATERIA DI GESTIONE RIFIUTI

La normativa di carattere generale applicabile al settore dei Servizi di Gestione Integrata Rifiuti, al pari di quella prevista per la regolamentazione del Servizio Idrico Integrato è contenuta a livello nazionale nel Codice dell’Ambiente (d.lgs. 152/2006 e s.m.i.) ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 25/99 e n. 10/2008.

Si evidenzia l’articolo 2, comma 186-bis, l. n. 191/2009 (legge finanziaria 2010), nonché il D.L. 225/10. Dal coordinamento delle citate norme si evince che dal 31 marzo 2011 dovrebbe essere disposta la soppressione delle Autorità d’Ambito Territoriale per la gestione delle risorse idriche e per la gestione integrata dei rifiuti urbani di cui agli articoli 148 e 201 del D. Lgs. n. 152/2006 (c.d. Codice



ambiente), e verrà attribuito alle Regioni il compito di conferire con legge le funzioni già esercitate da detti organismi nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza. Si segnala tuttavia che il predetto termine è stato ora prorogato al 31 marzo 2011 ed è stata attribuita al Governo la facoltà di rinviare al 31 dicembre 2011 la soppressione degli ATO.

Si evidenzia inoltre la normativa settoriale sul SISTRI - sistema informatico di tracciabilità dei rifiuti: si segnalano il DM 17.12.2009 e s.m.i. ed il Decreto 22.12.2010.

Per Gestione Integrata Rifiuti si intende il complesso delle attività volte ad ottimizzare la gestione dei rifiuti, ovvero l'insieme delle attività di trasporto, trattamento e smaltimento dei rifiuti, ivi compresa l'attività di spazzamento delle strade e il controllo di queste operazioni (art. 8 del Decreto Ambiente).

Il Decreto Ambiente, anche per il Servizio di Gestione Integrata Rifiuti, prevede che la gestione venga organizzata su base di ATO e gestita da un'Agenzia d'Ambito (in Emilia Romagna, ai sensi della L. R. 25/99), dotata di personalità giuridica, alla quale gli enti locali partecipano obbligatoriamente ed alla quale è trasferito l'esercizio delle loro competenze in materia di gestione integrata dei rifiuti. Il Gruppo Iren presta i servizi ambientali sulla base di convenzioni stipulate con l'ATO competente. La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio in cui opera il Gruppo.

ATO	REGIME PER IDRICO	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2001	20 dicembre 2011
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	27 dicembre 2014
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2001	20 dicembre 2011

Sulla base della normativa della Regione Emilia Romagna (art. 16, per i servizi ambientali, della L. R. 25/99, come modificata dalla L. R. n. 1/2003), le convenzioni prevedono una durata decennale degli Affidamenti.

PROROGA DELL'ABOLIZIONE DEGLI ATO

Il decreto legge n. 225 del 22 dicembre 2010 (cosiddetto "decreto milleproroghe") ha disposto il rinvio al 31 marzo 2011 della soppressione degli Ambiti Territoriali Ottimali che era stata prevista dalla legge finanziaria per il 2010. Tale termine è stato ulteriormente prorogato con il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 25 marzo 2011 al 31 dicembre 2011.

CONCESSIONI DI DERIVAZIONE DI ACQUA PER PRODUZIONE DI ENERGIA IDROELETTRICA

Con sentenza del 18 gennaio 2008, la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità di talune disposizioni della legge 23 dicembre 2005, n. 266 (articolo 1, commi 483, da 485 a 488 e 492) che recavano un'articolata disciplina delle concessioni di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico, prevedendo sia norme ad efficacia immediata e transitoria sia norme destinate ad operare "a regime".

In particolare, la Corte Costituzionale, decidendo conflitti di attribuzione tra Stato e Regioni pro-





mossi con ricorso di alcune amministrazioni regionali, ha ritenuto incostituzionale la previsione della proroga di dieci anni della durata delle concessioni in corso alla data di entrata in vigore della legge n. 266/2005, condizionata all'effettuazione di congrui interventi di ammodernamento degli impianti, in quanto lesiva della competenza concorrente delle Regioni in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia di cui all'art. 117, comma 3, della Costituzione.

La legge 30 luglio 2010, n. 122, di conversione del decreto legge 31 maggio 2010, n. 78 (Misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività), pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale del 30 luglio 2010 prevede una proroga di cinque anni di tutti i rapporti di concessione idroelettrica in essere, al fine di consentire il rispetto del termine per l'indizione delle gare e garantire un equo indennizzo degli operatori economici per gli investimenti effettuati. Viene inoltre prevista una ulteriore proroga di sette anni (quindi per complessivi dodici anni) per le concessioni in vigore al 31 dicembre 2010 ricadenti in tutto o in parte nei territori di alcune province del Nord Italia, da individuare con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, a condizione che i concessionari uscenti conferiscano le loro concessioni a società miste partecipate almeno al 30% e fino ad un massimo del 40% dalle stesse province o da società da esse controllate. La proroga di tutte le concessioni (e non soltanto di quelle scadenti nel 2010) nonché l'ulteriore proroga di sette anni sono state valutate negativamente in un parere dell'Autorità garante della Concorrenza e del Mercato.

Con sentenza n. 205/2011 del 8 giugno 2011, depositata il 13 giugno 2011, la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale anche delle norme del decreto-legge n. 78 del 2010, convertito nella legge n. 122 del 2010, che prevedevano la proroga di cinque anni, ed eventualmente di altri sette anni, dei rapporti di concessione di grande derivazione in essere. Rimane in vigore la disposizione della suddetta legge che consente al concessionario uscente di proseguire la gestione della derivazione fino al subentro dell'aggiudicatario della gara.

CERTIFICATI VERDI, TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA ED ETS

CERTIFICATI VERDI

In tema di certificati verdi (nel seguito CV), la novità più importante in campo normativo è quella relativa al D.Lgs. 28/2011 del 3 marzo 2011 in attuazione della direttiva 2009/29/CE sulle fonti rinnovabili. Tra i punti di maggiore impatto per IREN si evidenziano quelli relativi al Titolo V sui regimi di sostegno:

- Il decreto, per quel che riguarda l'elettricità, dispone che gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 saranno incentivati con un sistema "feed in" diversificato per fonte e per scaglioni di potenza per gli impianti fino a 5 MW, mentre quelli al di sopra di tale soglia avranno diritto a un incentivo assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE.
- Gli impianti in esercizio e quelli che entreranno in esercizio fino al 31/12/2012 avranno diritto ai CV. Tutti gli impianti che beneficiano dei CV saranno poi convertiti al sistema "feed in" a partire dal 2016. Per le modalità attuative si rimanda a un decreto Mse - Min. Ambiente, sentita l'Autorità, da adottare entro sei mesi dall'entrata in vigore del D.Lgs.
- Il GSE ritirerà tutti i CV (al 78% del valore determinato con il meccanismo attuale) fino alla loro



estinzione. La novità più rilevante è che anche i CV TRL saranno ritirati dal GSE ad un prezzo pari a quello medio di mercato del 2010.

- Per il resto il decreto interviene sulle autorizzazioni (con un regime semplificato), la cui applicazione potrà essere estesa agli impianti fino a 1 MW, sulle regolamentazioni tecniche e sulla promozione delle Fer nell'edilizia e del biometano nei trasporti. Il decreto contiene poi norme per lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione nonché per il collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas fino alle reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA

In tema di efficienza energetica, si ricorda il costante incremento degli obblighi annuali di conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico imposti ad AEM Torino Distribuzione in qualità di distributore di energia elettrica, nonché la fissazione di obblighi sfidanti per il triennio 2010-2012 (ex D.M. 21/12/2007). In considerazione delle criticità di adempimento agli obblighi da parte degli operatori espresse ripetutamente presso gli enti competenti, sono state oggetto di consultazione alcune proposte dell'AEEG per modificare il meccanismo dei TEE (DCO 43/10) e per introdurre nuove schede tecniche (DCO 44/10). A seguito di tale consultazione, sono state emanate tre nuove schede tecniche nel settore dell'illuminazione (del. EEN 4/11), mentre si è ancora in attesa delle modifiche del meccanismo dei TEE.

Tali modifiche, se considereranno anche il recente D.Lgs. 28/2011, potrebbero ridurre l'attuale divario tra gli obblighi fino al 2012 (molto elevati) e i TEE disponibili (limitati), attraverso i seguenti interventi:

- approvazione di diverse schede standard redatte dall'Enea,
- raccordo del periodo di diritto dei certificati con la vita utile dell'intervento,
- equiparazione dei risparmi nei trasporti ai risparmi di gas,
- riduzione degli obblighi in virtù di risparmi da efficientamento delle reti elettriche e gas.

Si segnala inoltre che la mancata restituzione di 2.439 TEE dell'obbligo di distribuzione elettrica dell'area Parma nel 2009 ha comportato per AEM Torino Distribuzione l'acquisto di altrettanti TEE (costo di circa 200.000 euro) che ha provveduto a restituire insieme all'obbligo 2010 a fine maggio 2011. Sempre per adempiere ai suoi obblighi 2010 e in previsione di quelli 2011, AEM Torino Distribuzione ha acquistato 11.584 TEE per un costo di circa 1 milione di euro.

EMISSION TRADING SYSTEM

In tema di Emission trading system, con riferimento alle quote relative al Repowering del 2° GT della Centrale Termoelettrica di Moncalieri, Autorizzazione n. 15, definito dal PNA come parte di impianto "nuovo entrante" tipologia "ex-novo di II periodo", sono state assegnate quelle relative gli anni 2009, 2010, 2011 e 2012 che si vanno a sommare a quelle stabilite dal PNA 208/2012 relative all'intero impianto.

Il 28 luglio 2010 il Comitato ha approvato ai sensi dell'articolo 2, comma 1 della legge N° 111 del 19 luglio 2010, la deliberazione n°016/2010, recante la determinazione delle quote di CO2 per gli impianti "Nuovi Entranti" che non hanno ricevuto le quote a titolo gratuito a causa dell'esaurimento della riserva.

Nell'elenco allegato alla deliberazione citata vi è anche la Centrale Pappagnocca, ex- Enìa, Autorizzazione n. 1586, a cui spetterebbero per gli anni 2010-2012 10.858 t di CO2 all'anno, che non sono state assegnate gratuitamente visto l'esaurimento della "riserva nuovi entranti" e per la quale valgono i criteri stabiliti dalla citata Legge 111/2010.

Il procedimento per l'assegnazione delle quote di emissione per l'impianto di via Diete di Roncaglia, Piacenza, Autorizzazione n. 1617, è attualmente in corso.

Con Deliberazione n. 09/2011 dell'11 marzo 2011, è stato approvato l'aggiornamento richiesto per il "Polo Energetico", di via Hiroshima, n. 5 Reggio Emilia, Autorizzazione n. 429, concernente la nuova utilizzazione delle caldaie presenti in impianto.

NORMATIVA IN MATERIA ENERGETICA

- Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93 "Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE" (Terzo Pacchetto Energia).

Il Decreto Legislativo è suddiviso in cinque Titoli i quali contengono, rispettivamente, norme comuni per lo sviluppo dei mercati del gas naturale e dell'energia elettrica, norme specifiche per i settori gas ed elettrico, disposizioni disciplinanti gli obiettivi e le competenze dell'Autorità di regolazione nazionale. Nel complesso i 50 articoli previsti nel provvedimento, introducono rilevanti modifiche alla normativa nazionale in tema di mercati elettrici e del gas, andando in particolare a modificare alcune disposizioni di cui al D.lgs 79/99 e al D.lgs 164/00.

Tra le norme di maggiore interesse dell'articolato, si segnala in particolare quanto segue.

- L'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede affinché:
 - qualora un cliente, nel rispetto delle condizioni contrattuali, intenda cambiare fornitore, l'operatore o gli operatori interessati effettuino tale cambiamento entro tre settimane, assicurando che l'inizio della fornitura coincida con il primo giorno del mese;
 - i clienti ricevano tutti i pertinenti dati di consumo e, a tal fine, le società di distribuzione siano obbligate a rendere disponibili i dati di consumo dei clienti alle società di vendita, garantendo la qualità e la tempestività dell'informazione fornita;
 - qualora un cliente finale connesso alla rete di distribuzione si trovi senza un fornitore di gas naturale e non sussistano i requisiti per l'attivazione del fornitore di ultima istanza, l'impresa di distribuzione territorialmente competente garantisca il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo modalità e condizioni definite dall'Autorità, che deve altresì garantire all'impresa di distribuzione una adeguata remunerazione dell'attività svolta e la copertura dei costi sostenuti.

Resta fermo l'obbligo di separazione societaria dell'attività di distribuzione da tutte le altre attività del settore del gas stabilendo, in aggiunta, che le imprese di distribuzione gas che fanno parte di una impresa verticalmente integrata devono essere indipendenti, sotto il profilo dell'organizzazione e del potere decisionale, dalle altre attività non connesse alla distribuzione.

- In sostituzione dell'articolo 14, comma 8, del D.Lgs. n. 164/2000, si stabilisce che il valore di rim-



borso da corrispondere al gestore uscente alla scadenza delle concessioni di distribuzione gas, nei periodi successivi al primo, è pari al valore delle immobilizzazioni nette di località del servizio di distribuzione e misura, relativo agli impianti la cui proprietà è trasferita dal distributore uscente al nuovo gestore, incluse le immobilizzazioni in corso di realizzazione, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente e sulla base della consistenza degli impianti al momento del trasferimento della proprietà.

- Limitatamente al primo periodo di esercizio delle concessioni di distribuzione gas assegnate per ambiti territoriali minimi di cui all'articolo 46-bis del decreto legge n. 159/2007, l'Autorità riconosce in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso, come determinato ai sensi dell'emanando decreto sui criteri di gara di cui all'articolo 46-bis, e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località.
- Gli Enti Locali che, alla data di entrata in vigore del decreto, in caso di procedura di gara aperta, abbiano pubblicato bandi di gara, o, in caso di procedura di gara ristretta, abbiano inviato anche le lettere di invito, includenti in entrambi i casi la definizione dei criteri di valutazione dell'offerta e del valore di rimborso al gestore uscente, e non siano pervenuti all'aggiudicazione dell'impresa vincitrice, possono procedere all'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale secondo le procedure applicabili alla data di indizione della relativa gara. A decorrere dalla data di entrata in vigore del decreto (29 giugno 2011), le gare per l'affidamento del servizio saranno effettuate unicamente per gli ambiti territoriali di cui al citato articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/2007.
- Si ampliano le competenze dell'Autorità nel settore elettrico e del gas naturale, attraverso nuovi poteri operativi, ispettivi, di vigilanza e, in certi casi, sanzionatori, per la mancata applicazione delle norme previste dalle direttive comunitarie.

ENERGIA ELETTRICA

- Documento di consultazione dell'AEEG n. 21/11 "Regolazione dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili" pubblicato il 6 giugno 2011.

Con il documento l'AEEG individua:

1. nelle certificazioni di origine (definite CO-FER) lo strumento idoneo per la promozione della trasparenza delle vendite di energia da fonti rinnovabili;
2. nel meccanismo di scambio/trasferimento di tali certificazioni CO-FER, lo strumento di controllo e monitoraggio delle predette vendite, per fare in modo che la medesima energia prodotta da fonti rinnovabili non possa essere inclusa in più contratti di vendita ai clienti finali. A tal fine, i titoli CO-FER rappresenteranno la base su cui implementare la regolazione e la verifica delle offerte commerciali di energia verde.

GAS

- Documento di consultazione dell'AEEG n. 22/11 "Servizio di bilanciamento del gas naturale: regolazione delle partite fisiche ed economiche (settlement) Orientamenti Finali" pubblicato il 16 giugno 2011.

Con riferimento alle modalità di misurazione, stima e attribuzione dei quantitativi gas agli utenti del sistema di trasporto del gas naturale, con il DCO in oggetto l'AEEG analizza con maggiore dettaglio le proposte già illustrate in una prima fase nel DCO 46/10 del 13 dicembre 2010, evidenziando i propri orientamenti finali in merito alle modalità per la determinazione delle partite fisiche in prelievo (attività di misura/stima) e delle corrispondenti partite economiche (settlement) inerenti la gestione del servizio di bilanciamento, come definito dalla delibera AEEG del 15 aprile 2011, ARG/gas 45/11.

Nello specifico, la proposta dettagliata nel documento riporta soluzioni per la gestione della contabilizzazione delle quantità prelevate nel mercato del gas naturale, con riferimento ai punti di prelievo. La difficoltà ad ottenere misure per orizzonti temporali di prelievo coerenti con le tempistiche di valorizzazione vigenti sul mercato all'ingrosso (periodo rilevante pari al giorno gas), comporta la necessità che alcune partite di gas siano determinate in base a convenzioni (c.d. load-profiling) e che siano predisposte specifiche modalità di determinazione delle partite economiche funzionali al servizio di bilanciamento (settlement).

Tenendo conto che le metodologie di load-profiling e di settlement costituiscono un elemento fondamentale di collegamento e raccordo tra il mercato all'ingrosso e il mercato al dettaglio, il DCO propone revisioni di efficientamento e innovazione delle medesime, nonché l'introduzione di nuovi obblighi informativi per le imprese distributrici per un fluido svolgersi delle attività inerenti.

Si segnala quanto proposto al "Punto 7.D" ove l'Autorità avanza l'ipotesi di utilizzare il prezzo gior-

naliero di chiusura del costituendo Mercato del Bilanciamento Gas gestito dal GME (MB-GAS) - di cui all'Art. 7.4 della Delibera ARG/Gas 45/11 - come prezzo di riferimento per valorizzare economicamente le eventuali differenze riscontrate tra le partite fisiche determinate in esito alla sessione mensile di bilanciamento (a regime, da svolgersi entro il 25° giorno del m+1) e quelle determinate in esito alla sessione di aggiustamento ex post (a regime, da svolgersi entro la chiusura del m+14, momento in cui sono disponibili, e si considerano determinate, tutte le misurazioni dei punti di prelievo dalla rete). Tale soluzione si basa sulla considerazione che, per un adeguato processo di valorizzazione, il prezzo giornaliero di chiusura del MB-GAS possa rappresentare, con un sufficiente grado di approssimazione, il prezzo di riferimento della risorsa gas nel periodo temporale cui si riferisce la sessione di aggiustamento ex post.

Delibera ARG/gas 81/11 "Differimento della data di decorrenza dell'applicazione delle disposizioni in materia di disciplina del bilanciamento di merito economico del gas naturale, di cui agli articoli da 3 a 11 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11" pubblicata il 24 giugno 2011

Con riferimento all'entrata in vigore della disciplina del bilanciamento di merito economico del sistema del gas naturale e dell'avvio della relativa piattaforma del bilanciamento gestita dal GME, l'Autorità, con delibera ARG/gas 45/11 del 15 aprile 2011, aveva inizialmente stabilito come prima data di partenza il primo giorno gas del mese di luglio 2011.

In esito alla consultazione svolta dal GME sul Regolamento della piattaforma di bilanciamento, diversi operatori di settore hanno segnalato l'opportunità di prevedere un adeguato periodo di prova della piattaforma di bilanciamento, prima del suo effettivo avvio, nonché l'opportunità di completare la definizione del sistema di garanzie a copertura dell'esposizione del sistema nei confronti dell'utente, in relazione alla quale Snam Rete Gas, ai sensi dell'art. 12, comma 3, della delibera ARG/gas 45/11, è chiamata ad inviare all'Autorità la relativa proposta di modifica del Codice di rete entro il 30 ottobre 2011.

Anche in considerazione di quanto sopra, con il provvedimento in oggetto, l'AEEG differisce al primo giorno gas del mese di dicembre 2011, la data di avvio per l'applicazione della disciplina del bilanciamento di merito economico del sistema del gas.

- Disposizioni per l'anno termico 1 ottobre 2011 - 30 settembre 2012, relative ai criteri di cui all'articolo 6 dell'Allegato A (TIVG) alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 maggio 2009 ARG/gas 64/09 e avvio di procedimento per la riforma delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela

L'AEEG ha avviato un procedimento finalizzato a definire un intervento di riforma delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela ed in particolare della componente CCl₁, a partire dal 1° ottobre 2012, anche alla luce delle possibili evoluzioni del mercato legate alla prossima implementazione del bilanciamento di merito economico, nonché delle disposizioni già operative a favore della flessibilità e della concorrenza di cui al decreto legislativo n. 130/10.



GESTIONE FINANZIARIA

SCENARIO DI RIFERIMENTO

Nel corso del primo semestre 2011 è proseguito il trend di rialzo dei tassi di interesse avviatosi nel secondo semestre 2010, nel secondo trimestre 2011 si è però registrata una inversione di tendenza nel segmento della curva tassi a medio lungo termine. La Banca Centrale Europea, con due successivi provvedimenti ad aprile e luglio ha rialzato il tasso di riferimento all'1,5%, tasso rimasto costante da maggio 2009.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi, si rileva un progressivo rialzo dal livello di minimo dello 0,94% di fine marzo 2010 all'attuale livello dell'1,8%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflessi nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, hanno conosciuto una fase rialzista fino al primo trimestre 2011, negli ultimi mesi si sono registrate invece delle sensibili riduzioni.

ATTIVITÀ SVOLTA

Nel corso del primo semestre 2011 è proseguita l'attività volta a consolidare la struttura finanziaria del Gruppo Iren. L'evoluzione dei fabbisogni finanziari viene monitorata attraverso una attenta pianificazione finanziaria, che consente di prevedere la necessità di nuove risorse finanziarie tenuto conto dei rimborsi dei finanziamenti in essere, dell'evoluzione dell'indebitamento conseguente al proseguimento del programma di investimenti, dell'andamento del capitale circolante e dell'equilibrio delle fonti tra breve e lungo termine.

Il modello organizzativo adottato dal Gruppo Iren prevede, ai fini dell'ottimizzazione finanziaria per le società del gruppo, l'adozione di una gestione accentrata in Iren delle operazioni di tesoreria, delle operazioni di finanziamento a medio/lungo termine e del monitoraggio e gestione del rischio finanziario. Iren intrattiene rapporti con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali al fine di ricercare le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato. Passando più dettagliatamente alle operazioni di finanziamento compiute nel primo semestre 2011, si evidenzia che nel mese di giugno è stato perfezionato ed utilizzato un nuovo finanziamento a medio termine per 100 milioni di euro con Cassa Depositi e Prestiti. Nel mese di luglio 2011 sono stati poi perfezionati ed utilizzati due nuovi finanziamenti bancari a medio termine per 100 milioni di euro con Mediobanca e per 150 milioni di euro con Unicredit.

I nuovi finanziamenti sono stati concessi in particolare a supporto del programma di investimenti e consentono di mantenere un adeguato equilibrio tra esposizione finanziaria a breve e lungo termine del Gruppo. Al 30 giugno 2011 sul totale indebitamento finanziario netto di Gruppo il debito per mutui e put bond rappresenta una quota pari al 78% e l'indebitamento finanziario netto a medio lungo termine rappresenta una quota pari al 69%, tale percentuale tiene conto della classificazione nelle Attività finanziarie a lungo dei crediti verso il Comune di Torino.

Nell'ambito del Gruppo, la società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del primo semestre 2011 nuovi finanziamenti dai soci Iren Mercato (finanziata da Iren nell'ambito della finanza accentrata di gruppo) ed E.On in quote paritarie e per complessivi 35 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 506 milioni di euro al 30 giugno 2011.

Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali, rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse, cambi. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare tali rischi, il Gruppo utilizza contratti di copertura, seguendo un'ottica non speculativa. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Risk Management" delle Note Esplicative.

Nel primo semestre 2011 non sono stati perfezionati nuovi contratti di copertura dei rischi finanziari.

Al 30 giugno 2011 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 29% delle posizioni di mutuo e al 44% dell'indebitamento finanziario netto consolidato, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

Indebitamento finanziario netto per scadenza

Indebitamento finanziario netto per tipologia tasso

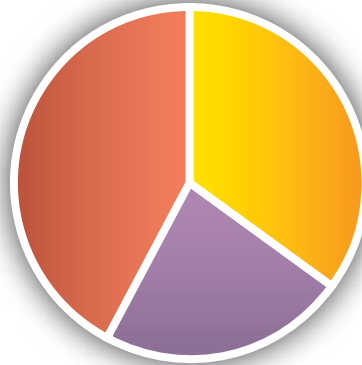
Situazione al 31/12/2010

Breve termine
23%



Medio lungo termine
77%

Coperto
42%



Variabile
35%

Fisso
23%

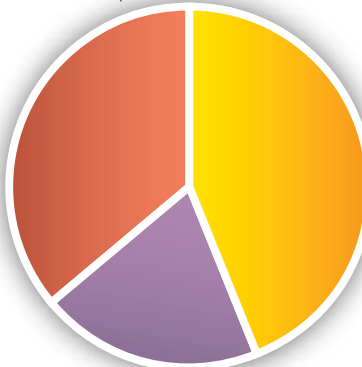
Situazione al 30/06/2011

Breve termine
31%



Medio lungo termine
69%

Coperto
36%



Variabile
44%

Fisso
20%



RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Consiglio di Amministrazione di IREN, in data 30 novembre 2010, ha adottato il "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate", emanato in attuazione:

- a) delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all'art. 2391-bis del codice civile;
- b) delle disposizioni di cui all'art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il "TUF");
- c) del regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 ("Regolamento Consob").

Il "Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate", che si applica a far data dal 1° gennaio 2011, è pubblicato sul sito IREN (www.gruppouren.it) e, in sintesi, prevede:

- a) l'individuazione delle parti correlate;
- b) cosa si intende per operazione con parte correlata;
- c) operazioni di importo esiguo;
- d) operazioni di minore rilevanza e relativa procedura;
- e) operazioni di maggiore rilevanza e relativa procedura;
- f) casi di esclusione;
- g) costituzione del Comitato per le operazioni con parti correlate;
- h) operazioni di competenza assembleare;
- i) modifiche allo statuto da sottoporre all'assemblea straordinaria dei soci di Iren;
- j) forme di pubblicità.

La Società e le Società dalla stessa controllate basano i rapporti con parti correlate su principi di trasparenza e correttezza. Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore, servizi tecnologici in genere, ecc.), e sono regolati dai contratti normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono regolati da specifici contratti, le cui condizioni sono fissate sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, si definiscono i diversi profili mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

RAPPORTI CON SOCIETÀ CONTROLLATE E COLLEGATE

Services Intercompany - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra IRIDE ed Eni, la configurazione di IREN è stata disegnata sul modello di una Holding, dotata di strutture di staff adeguate a sostenere l'attività di coordinamento del Gruppo, e ad affrontare le più rilevanti problematiche di interesse generale. Pertanto IREN è in grado di fornire prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Tutte le attività suddette sono regolate da appositi contratti di servizio improntati a condizioni di mercato.



Gestione finanziaria - Al fine di ottimizzare la struttura e le condizioni di accesso al finanziamento esterno sono state adottate soluzioni organizzative orientate ad una gestione finanziaria accentrata a livello di Gruppo, gestione svolta direttamente da Iren S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti a medio/lungo termine sono assunti nei confronti del sistema creditizio in capo ad Iren, con destinazione successiva dei fondi alle Società del Gruppo a sostegno degli investimenti realizzati dalle medesime Società, sulla base di contratti di finanziamento intercompany.

E' stata approvata la regolamentazione dei rapporti finanziari fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello, concernenti sia la gestione accentrata (cash pooling) delle risorse disponibili all'interno del Gruppo per il funzionamento quotidiano (circolante), sia la gestione delle risorse destinate a sostenere gli investimenti a medio / lungo termine. Le condizioni dei contratti intercompany, stipulati sulla base di tale regolamentazione, sono state definite sulla base delle condizioni alle quali la Capogruppo si approvvigiona sul mercato finanziario.

Consolidato fiscale - A partire dall'esercizio 2010 la società Iren S.p.A., ha optato per il regime fiscale del Consolidato domestico di cui agli artt. 117 e seguenti del nuovo TUIR. Detto regime consiste nella determinazione dell'IRES sulla base imponibile di Gruppo corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato opportunamente rettificato per le variazioni di consolidamento.

Dal 2010, tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iren S.p.A..

Il perimetro di consolidamento fiscale, dal 2011, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, Celpi, Iride Servizi, Aemnet, Iren Acqua Gas, Iren Mercato, Iren Energia, Cae Amga Energia, Aga, Aes Torino, Mediterranea delle Acque, Zeus, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, Enia Parma, Enia Piacenza, Enia Reggio Emilia, Eniatel, Tecnoborgo, Iren Ambiente e Iren Emilia, Genova Reti Gas.

In particolare, nel suddetto contratto vengono contemplate le modalità di trasferimento del reddito Ires, la remunerazione che ne consegue nonché gli effetti di eventuali interruzioni del suddetto regime o del mancato rinnovo dello stesso.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008), con effetto dal periodo d'imposta 2008, ha radicalmente modificato la disciplina della tassazione di gruppo, sopprimendo tutte le rettifiche di consolidamento previste dall'art. 122 TUIR, abrogando la disciplina relativa ai trasferimenti infragruppo di cui all'art. 123 TUIR e introducendo la possibilità, a determinate condizioni, di portare in deduzione del reddito del consolidato le eccedenze di interessi passivi eventualmente maturate in capo alle società partecipanti per effetto delle nuove disposizioni sulla deducibilità degli interessi passivi di cui all'art. 96 del TUIR.

Per effetto delle modifiche normative sopra indicate, le parti hanno convenuto sulla necessità di aggiornare il Regolamento in vigore in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, salvaguardando i principi sopra enunciati.

A seguito dell'opzione per il consolidato fiscale domestico, a fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Nel Regolamento vengono inoltre evidenziati gli altri obblighi dei contraenti tra cui quello relativo agli invii di flussi informativi da parte delle consolidate affinché la Consolidante riesca a determinare il Reddito complessivo di gruppo ai fini IRES.

In appositi paragrafi vengono indicate le conseguenze relative all'interruzione anticipata del consolidato, al mancato rinnovo ed alle responsabilità delle parti in caso di errori a loro imputabili ai sensi dell'articolo 127 comma 2 del TUIR.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Il Gruppo Iren ha optato nell'anno 2011 per la Liquidazione IVA di Gruppo provvedendo all'invio dell'opzione entro i termini di legge.

Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2011, la liquidazione dell'IVA di Gruppo ha comportato il trasferimento in capo alla controllante Iren S.p.A. di tutti gli obblighi relativi alle liquidazioni ed ai versamenti periodici IVA.

Le società che hanno partecipato alla procedura di liquidazione sono, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., le seguenti: Iren Energia S.p.A., Iride Servizi S.p.A., Iren Acqua Gas S.p.A., Iren Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., AEM NET S.p.A., CAE AMGA Energia S.p.A., AES Torino S.p.A., CELPI, Genova Reti Gas, Nichelino Energia, Idrotigullio, Enia Reggio Emilia S.p.A., Enia Parma S.p.A., Enia Piacenza S.p.A., Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., Enia Solaris S.p.A..

Altre operazioni significative con società collegate

Si segnala inoltre che nel 2011 è proseguita l'operatività di Iren Mercato tramite il contratto di fornitura gas con le società collegate Plurigas e Sinergie Italiane che ha consentito di servire, oltre al bacino genovese ed emiliano, anche alcune aziende commerciali facenti capo al Gruppo Iren.

Il Gruppo, tramite Iren Mercato, dispone inoltre, tramite contratti di Tolling, di una quota parte dell'energia derivante dalle centrali della collegata Edipower.

RAPPORTI CON I COMUNI SOCI-PARTI CORRELATE

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. (nei settori Legale, Amministrazione, Finanza, Fiscale), sulla base di specifici contratti che prevedono una adeguata remunerazione delle prestazioni.

In particolare è stato stipulato un accordo relativo all'affidamento a Iren S.p.A. da parte di FSU S.r.l. della gestione delle eccedenze temporanee di liquidità, attraverso l'attivazione di un conto corrente intercompany.

Si evidenziano, inoltre, i rapporti con gli Enti Locali nel cui territorio Iren opera anche attraverso le Società controllate.

Iren S.p.A., attraverso Iride Servizi, fornisce al Comune di Torino numerosi servizi a sostegno delle attività che il Comune svolge a favore della collettività amministrata; si tratta della gestione dei servizi di illuminazione pubblica e semaforici, della gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici di proprietà comunale o adibiti a servizi alla collettività, di global services ed analoghi. Le prestazioni svolte da IRIDE Servizi sono regolate da specifici contratti pluriennali. Relativamente a questi ultimi, sono intercorse trattative con il Comune di Torino per la modifica di alcune clausole contrattuali, tra cui quella relativa al corrispettivo afferente alle attività manutenzione ordinaria nei contratti in essere. Relativamente ai soli contratti per la gestione degli impianti termici ed elettrici, in scadenza al 31.12.2014, sono intercorse trattative per un nuovo affidamento sino al 31.12.2017. Così come previsto dal Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate, è stato investito l'apposito comitato di amministratori indipendenti che, previa qualificazione delle operazioni da concretizzare con il Comune di Torino come operazioni di minor rilevanza dato che il valore delle medesime non raggiungeva le soglie tali da qualificarle come di maggior rilevanza, con parere scritto in data 13 maggio 2011, si è espresso in senso favorevole sull'interesse della Società al compimento delle suddette operazioni, nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni. Di detto parere ne hanno preso atto sia il Consiglio di Amministrazione della controllante quotata Iren S.p.A., sia il Consiglio di Amministrazione della controllata IRIDE SERVIZI che ha incaricato il proprio organo delegato a perfezionare i relativi atti/contratti.

Iren Mercato assicura ai Comuni di Torino, Genova, Reggio Emilia, Parma e Piacenza forniture di energia elettrica ed al Comune di Genova, Reggio Emilia e Parma anche forniture di gas, alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante. La controllata di quest'ultima, CAE S.p.A., assicura al Comune di Genova, mediante contratti di durata pluriennale, prestazioni relative alla conduzione di impianti di climatizzazione presso edifici pubblici ed alla gestione degli impianti tecnologici presso strutture sportive e di servizio pubblico.

Iren Acqua Gas, attraverso la controllata Mediterranea delle Acque S.p.A., assicura agli uffici ed alle strutture del Comune di Genova ed in proprio al Comune di Reggio Emilia ed al Comune di Parma la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela.

Iren Emilia assicura

- a) al Comune di Reggio Emilia, al Comune di Parma ed al Comune di Piacenza la fornitura del servizio di raccolta e smaltimenti rifiuti urbani alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante;
- b) al Comune di Piacenza la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela;
- c) al Comune di Parma i servizi di gestione illuminazione pubblica;
- d) al Comune di Reggio Emilia i servizi di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve;
- e) al Comune di Piacenza i servizi cimiteriali, di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve.



Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali, economici e finanziari con le parti correlate sono riportate nelle Note esplicative del bilancio consolidato.

RAPPORTI CON TOP MANAGERS

Da ultimo e per ciò che concerne i *top managers*, si segnala che:

- a) il Presidente di Iren S.p.A. (Ing. Bazzano) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Acqua Gas;
- b) l'Amministratore Delegato di Iren S.p.A. (Ing. Garbati) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Energia;
- c) il Direttore Generale di Iren S.p.A. (Dr. Viero) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Emilia e di Amministratore Delegato in Iren Ambiente.

L'interesse che tali Organi delegati hanno in operazioni fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello è dichiarato in occasione della loro approvazione da parte dei rispettivi Consigli di Amministrazione.

RISK MANAGEMENT

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della corporate governance di una Società quotata e il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo è in corso di implementazione ed adattamento alla realtà IREN. Il modello contiene l'approccio metodologico alla identificazione, valutazione e gestione integrata dei rischi del Gruppo.

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

- Rischi Finanziari (tasso di interesse, tasso di cambio, spread);
 - Rischi di Credito;
 - Rischi Energetici (fattori di rischio riconducibili a mercati energetici e/o finanziari quali variabili di mercato o scelte di pricing);
 - Rischi Operativi (fattori di rischio riconducibili alla proprietà degli assets, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure ed ai flussi informativi, all'immagine aziendale);
- sono state definite specifiche "policy", con l'obiettivo primario di esplicitare le linee guida strategiche, i principi organizzativo/gestionali, i macro processi e le tecniche necessarie alla gestione attiva dei relativi rischi.

Il modello disciplina altresì il ruolo dei vari soggetti coinvolti nel processo di gestione dei rischi, che fa capo al Consiglio di Amministrazione del Gruppo, prevedendo l'istituzione di un Comitato Rischi di Gruppo e specifiche Commissioni Rischi, con compiti più operativi relativamente a specifiche modalità di gestione per ciascuna delle tipologie di rischio.

Nell'ambito del Gruppo IREN è stata costituita la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

- coordinamento del processo di gestione integrata dei rischi di Gruppo;
- stipula e gestione delle polizze assicurative, con la collaborazione della funzione Legale.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi del Gruppo.

1. RISCHI FINANZIARI

L'attività del Gruppo Iren è esposta a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali rischi di liquidità, rischi di cambio e rischi di variazione nei tassi di interesse. Al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, in un'ottica non speculativa, il Gruppo utilizza specifici contratti di copertura, mentre non vengono utilizzati né detenuti strumenti derivati per puro scopo di negoziazione.

a) *Rischio di liquidità*

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti.

La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari in Iren, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti di Iren di tutti gli incassi e pagamenti, consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragrupo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragrupo.

Altre società partecipate hanno una gestione finanziaria autonoma, nel rispetto delle linee guida fornite dalla Capogruppo.

Il modello di cash-pooling prevede l'azzeramento giornaliero dei conti di tutte le società attraverso un sistema di netting che provvede al trasferimento dei saldi dei movimenti per valuta sui conti della Capogruppo.

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari.

Attraverso i rapporti che Iren intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Nel mese di giugno 2011 è stato perfezionato ed utilizzato un nuovo finanziamento a medio termine per 100 milioni di euro con Cassa Depositi e Prestiti. Nel mese di luglio 2011 sono stati poi perfezionati ed utilizzati due nuovi finanziamenti bancari a medio termine per 100 milioni di euro con Mediobanca e per 150 milioni di euro con Unicredit. Nell'ambito del Gruppo, la società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del primo semestre 2011 nuovi finanziamenti dai soci Iren Mercato (finanziata da Iren nell'ambito della finanza accentrata di gruppo) ed E.On in quote paritarie e per complessivi 35 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 506 milioni di euro al 30 giugno 2011.

Si evidenzia che al 30.06.2011 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 25% a tasso fisso e per il 75% a tasso variabile.

In merito al rischio di liquidità che potenzialmente deriva dalle clausole contrattuali che legittimano le controparti a ritirare il finanziamento al verificarsi di determinati eventi (rischio default e covenants), si segnala che le clausole inserite nei contratti di finanziamento che fanno capo a Iren non presentano elementi di criticità.

Per alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di Iren è previsto l'impegno a rispettare indici finanziari (covenants finanziari quali Debito/EBITDA, EBITDA/Oneri finanziari), la verifica è annuale, i livelli sono stati definiti con adeguati criteri di prudenza e risultano soddisfatti. Sono inoltre previsti altri impegni quali la clausola di *Change of Control*, che prevede il mantenimento del controllo del Gruppo Iren da parte degli Enti Locali in modo diretto o indiretto, clausole di *Negative Pledges*, per effetto delle quali la società si impegna a non costituire garanzie reali oltre un limite specificato, e la clausola *Pari Passu* che riserva alle banche finanziatrici un trattamento paritario rispetto a quello spettante agli altri creditori non garantiti.

Anche i contratti di finanziamento a medio lungo termine di alcune società del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari (Posizione Finanziaria Netta/EBITDA, Posizione Finanziaria Netta/Patrimonio Netto) che risultano soddisfatti.

b) *Rischio di cambio*

Fatta eccezione per quanto riportato nell'ambito del rischio energetico, il Gruppo IREN non è particolarmente esposto al rischio di cambio.

c) *Rischio tassi di interesse*

Il Gruppo Iren è esposto alle fluttuazioni dei tassi d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. La strategia del Gruppo IREN è quella di limitare l'esposizione al rischio di crescita del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto.

Con un'ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato standing creditizio, appositi contratti (*swap e collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura dei flussi finanziari (*cash flow hedge*). Alla data del 30 giugno 2011, salvo alcune posizioni marginali, tutti i contratti stipulati, volti a limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse, sono stati classificati come *cash flow hedge*, in quanto soddisfano i requisiti per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2011 è negativo per 12.930 migliaia di euro.

I contratti di copertura stipulati, congiuntamente con i finanziamenti a tasso fisso, permettono di coprire dal rischio di crescita dei tassi di interesse circa il 56% dell'indebitamento finanziario netto, in linea con l'obiettivo del gruppo Iren di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo, essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale, non presenta una particolare concentrazione essendo suddiviso su un largo numero di controparti quali clientela retail, business ed enti pubblici.

I fattori di rischio relativi ai crediti commerciali sono riconducibili al rischio di aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvibilità ed al rischio di aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali.

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite metodologie per il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione, l'affidamento di crediti di clienti cessati a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti relativi ai servizi erogati con l'introduzione di nuove modalità di recupero.

La politica di gestione dei crediti commerciali e gli strumenti di valutazione del merito creditizio, nonché le attività di monitoraggio e recupero, sono differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela ed alle fasce dimensionali di consumo.

Nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio, nuovi strumenti volti all'acquisizione d'informazioni commerciali e delle esperienze di pagamento dei clienti, alla gestione operativa del recupero del credito scaduto, facendo ricorso all'outsourcing delle attività di sollecito telefonico per alcuni segmenti di clientela. Il Gruppo ha avviato e sta completando il progetto "contatori elettronici" con lo scopo di migliorare la tempestività dei distacchi e comprimerne i costi.

Il rischio di credito è coperto, per alcune tipologie di clienti business, con opportune forme di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta emesse da soggetti di primario standing creditizio. Per altre tipologie di servizio (quali idrico, gas naturale, energia elettrica maggior tutela), in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale fruttifero, che deve essere rimborsato qualora il cliente utilizzi come modalità di pagamento la domiciliazione bancaria/postale con l'addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti, ed in linea con gli standard di mercato; in caso di mancato pagamento si procede con l'addebito degli interessi di mora nella misura indicata nei contratti di somministrazione e stabiliti dalla vigente normativa.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono in maniera accurata i rischi di credito effettivi attraverso la mirata quantificazione dell'accantonamento che prevede l'estrazione dalla banca dati dei singoli importi componenti il credito da esigere e la loro analisi, in relazione soprattutto all'anzianità, nonché al confronto con i dati storici delle perdite su crediti ed alla determinazione del tasso medio di morosità.

In relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra la controllata Iride Servizi ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla nota di commento 7_Actività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.



3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, ivi compreso il relativo rischio cambio, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, carbone, ecc. dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity energetiche direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione.

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare la necessità di fare ricorso ai mercati finanziari per coperture, sia mediante l'allineamento delle indicizzazioni delle commodity in acquisto e in vendita sia attraverso lo sfruttamento verticale e orizzontale delle varie filiere di business.

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo e dell'acquisto di energia, con l'obiettivo di bilanciare autoproduzione e fornitura di energia dal mercato rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo.

A dicembre 2010, a copertura del portafoglio energetico del 2011, sono state stipulate due operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1 TWh e una operazione di derivato su cambio (Average Rate Forward) per 142.777 mila USD. Nel corso del primo semestre 2011 sono poi state eseguite due ulteriori operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per complessivi 91.000 mila USD a copertura dell'ultimo trimestre 2011.

Per l'anno 2011 il Gruppo Iren ha inoltre stipulato contratti relativi all'Energia Elettrica sul lato acquisto per 166 GWh con la società Tirreno Power. La stipula di tali contratti, regolati in modo differenziale, serve a garantire le parti contraenti dal rischio di un'eccessiva volatilità del prezzo dell'energia elettrica e non comportano scambio di energia.

Il Fair Value dei contratti sopra descritti e in essere al 30.06.2011 è complessivamente negativo e pari a 1.651 mila euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato è stata avviata un'attività di Trading che prevede negoziazioni di contratti fisici e finanziari sul mercato elettrico e di contratti finanziari direttamente sulle commodities sottostanti. I contratti possono essere riferiti a diversi indici (PUN, ITEC, Itmix, BINE); sono comprese anche negoziazioni su IDEX.

I contratti che originano tale attività sono classificati in un apposito Portafoglio di Trading il cui fair value totale al 30 giugno 2011 è pari a -84 mila euro.

4. RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi non ricompresi negli ambiti precedenti che possono impattare sul conseguimento degli obiettivi operativi, vale a dire relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali inclusi i livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management, in corso di implementazione nell'ambito del Gruppo Iren anche sulla base dei modelli implementati nelle realtà ex Iride ed ex Eni, ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo di gestione che si articola nelle seguenti fasi:

- individuazione;
- stima;
- valutazione;
- trattamento;
- controllo;
- reporting.

Lo svolgimento di ciascuna delle fasi del processo avviene sulla base di standard e riferimenti definiti a livello di Gruppo.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei profili assicurativi di Gruppo nei principali filoni "property" e "liability".

a. Rischi normativi e regolatori

Il quadro normativo e regolatorio è soggetto a possibili variazioni nel tempo, costituendo pertanto una potenziale fonte di rischio. In merito esistono strutture interne al Gruppo IREN, dedicate al continuo monitoraggio della legislazione di riferimento al fine di valutarne e per quanto possibile mitigarne gli effetti.

b. Rischi strategici

Il settore delle local utilities è in fase di forte evoluzione e consolidamento. Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con maggior decisione la pressione competitiva, cogliendo le occasioni di crescita aziendale esogena ed endogena che il nuovo scenario di mercato offre.

Il piano di sviluppo strategico del Gruppo Iren prevede l'effettuazione di considerevoli investimenti, dallo sviluppo in joint venture di importanti impianti di rigassificazione per la fornitura del gas, alla realizzazione o al rinnovo degli impianti di cogenerazione per completare il piano di estensione del teleriscaldamento, al rinnovo del sistema degli impianti idroelettrici, al consolidamento della presenza nei settori della distribuzione di energia elettrica, del gas e nel settore idrico e nel settore ambientale.

Da tutto ciò deriva un'esposizione del Gruppo a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario (ottenimento di autorizzazioni, applicazione di nuove tecnologie, rispetto delle marce commerciali, analisi della posizione competitiva, etc.), cui esso fa fronte attraverso processi e strutture dedicate, volti a presidiare tutte le fasi dalla valutazione, all'autorizzazione, alla realizzazione di tali progetti.

c. Rischio impianti

In relazione alla consistenza degli asset di produzione del Gruppo il rischio impianti viene gestito con l'approccio metodologico sopra descritto al fine di allocare correttamente le risorse in termini di azioni di controllo e prevenzione (manutenzione preventiva/predittiva, sistemi di controllo e supervisione, piani di emergenza e continuità, etc..).

Ad ulteriore tutela sono altresì operativi strumenti assicurativi opportunamente configurati in base alle singole realtà impiantistiche.

d. Rischi informatici

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi "core" tra i quali l'interfacciamento con la borsa elettrica da parte della società Iren Mercato. La Società è infatti uno dei primi operatori italiani sulla borsa elettrica ed eventuali indisponibilità accidentali del sistema stesso, potrebbero portare conseguenze economiche rilevanti, legate alla mancata presentazione di offerte di vendita e di acquisto dell'energia.

A mitigazione di tali rischi sono state predisposte specifiche misure, quali ridondanze di parti di sistema e debite procedure di emergenza ("Disaster recovery"), che periodicamente vengono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia.

RICERCA E SVILUPPO

AREA TORINO

RICERCA E SVILUPPO SPL IREN ENERGIA E CONTROLLATE

Le attività di ricerca e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nel primo semestre dell'anno 2011 sono state prevalentemente orientate a:

- confronto accademico su aree di interesse strategico correlate al teleriscaldamento che verranno sviluppate con il supporto di Esperti del settore;
- ottimizzazione e miglioramento di applicazioni operative;
- valutazioni di opportunità connesse all'utilizzo di tecnologie innovative.

Si riportano di seguito le principali iniziative che hanno caratterizzato l'attività di ricerca e sviluppo della SPL Iren Energia (e controllate) nel primo semestre dell'anno 2011.

Il Comitato Cogenerazione e Teleriscaldamento

All'inizio del 2011 è stato costituito il "Comitato cogenerazione e teleriscaldamento", composto sia da membri interni di IREN sia da membri esterni esperti in determinati settori attinenti al tema e che saranno coinvolti periodicamente ai fini di contribuire al raggiungimento dei macro obiettivi che ci si è posti, in particolare:

1. Competitività: rendere più competitiva la propria attività nel settore del teleriscaldamento mediante un sistematico miglioramento della qualità del servizio erogato e degli inerenti razionali economici/finanziari.
2. Sviluppo: promuovere un ulteriore sviluppo del teleriscaldamento nelle aree di propria influenza ed oltre, anche tramite il confronto di tale settore di attività con altri business del Gruppo.
3. Innovazione: ricercare elementi di innovazione tecnologia e gestionale che possano contribuire in forma sinergica alla competitività e allo sviluppo.

Gli incontri svolti hanno avuto la finalità di descrivere i sistemi di TLR di IREN e di individuare le principali aree di interesse strategico correlate al teleriscaldamento che verranno sviluppate con il supporto degli esperti del Comitato nell'ambito delle seguenti direttrici:

1. marketing strategico;
2. sistemi per la produzione di calore;
3. teleraffrescamento;
4. modellizzazione delle reti di teleriscaldamento;
5. generazione distribuita del calore.



Impianti fotovoltaici

E' stato realizzato un impianto da 160 kWp sulla copertura dell'edificio adibito ad autorimessa presso il centro industriale del Martinetto a Torino. L'impianto è attualmente in esercizio.

Impianti termici edifici comunali di Torino

E' entrato in esercizio dell'impianto di trigenerazione (calore, raffreddamento, energia elettrica) a gas di piccola taglia (100 kW elettrici) presso la sede della Protezione Civile.

Impianti elettrici edifici comunali

Nell'ambito dei lavori di rinnovo degli impianti elettrici degli edifici comunali, ed in particolar modo degli edifici scolastici, è proseguita l'attività di installazione di lampade fluorescenti, sottoposte a precedenti sperimentazioni, abbinate a sistemi di regolazione automatica del flusso luminoso delle lampade comandate da sensori di luminosità e da rilevatori di presenza di persone. Tale sistema permette di ottimizzare il rendimento delle lampade, di prolungare la vita media degli apparecchi e di evitare considerevoli sprechi di energia, considerate le caratteristiche medie di utilizzo.

Illuminazione pubblica della città di Torino

E' stato attuato il piano per l'eliminazione di circa 7.000 apparecchi ancora dotati di lampade a vapori di mercurio con la sostituzione di apparecchiature a "led" per l'illuminazione pubblica della Città di Torino. Nel primo semestre del 2011 è stato approvato da parte del Consiglio Comunale l'aggiornamento del PRIC (Piano Regolatore dell'Illuminazione Comunale).

Progetto innovazione Servizi al Comune di Torino

L'attività, gestita mediante uno specifico gruppo di progetto, è proseguita su diversi settori:

- Applicazioni di Mobile Computing: il sistema MOB-I, già utilizzato per la gestione real time della manutenzione programmata e degli interventi su guasto relativi agli impianti termici, è stato esteso alle attività di gestione degli impianti elettrici comunali ed è entrato in produzione il sistema per gli impianti semaforici.
- Sito Web per le segnalazioni di guasto: all'interno del portale Iren sono state realizzate pagine per la segnalazione dei guasti e per l'inserimento di richieste di intervento relativamente agli impianti elettrici e termici comunali. L'applicazione comunica con SAP, crea ed assegna automaticamente le attività e le inoltra al sistema MOB-I. Nel corso del primo semestre 2011 è proseguita l'estensione dell'utilizzo dell'applicativo a tutti gli edifici di proprietà comunale.

Impianti mini-idro

Riqualficazione impianti Chiomonte e Susa.

Il progetto di riqualficazione degli impianti idroelettrici di Chiomonte (TO) e Susa (TO), prevede l'installazione di n. 3 nuovi gruppi idroelettrici: un gruppo da 8,7 MW a Chiomonte e due gruppi da 4,8 MW e 1,5 MW a Susa con una produzione attesa pari a circa 40 GWh/anno. Nel mese di giugno 2011, Valle Dora Energia S.r.l. (società costituita da IREN ENERGIA S.p.A. con i Comuni di Susa, Chiomonte, Exilles e Salbertrand) ha avviato l'iter autorizzativo per l'ottenimento delle nuove concessioni idroelettriche. La realizzazione degli interventi è prevista per il periodo 2014/2015.

Nuovo impianto La Loggia.

Si è concluso l'iter autorizzativo relativo all'installazione di un gruppo idroelettrico da 0,6 MW sul passaggio artificiale per l'ittiofauna che dovrà essere costruito in adiacenza alla traversa di derivazione sul fiume Po nel comune di La Loggia (TO) con una produzione attesa pari a circa 4 GWh/anno. La realizzazione degli interventi è prevista per il periodo 2012/2013.

Nuovo impianto Noasca.

L'iter autorizzativo relativo alla realizzazione di un nuovo impianto da 1,2 MW da realizzare nel comune di Noasca (TO) con una produzione attesa pari a circa 3 GWh/anno e per il quale è già stato ottenuto il pronunciamento degli Enti preposti di compatibilità ambientale prosegue regolarmente. La realizzazione degli interventi è prevista per il periodo 2013/2014.

Nuovo impianto Dres.

Il progetto prevede la realizzazione di un nuovo impianto da 1,8 MW (Dres) da realizzare nel comune

di Ceresole (TO) con una produzione attesa pari a circa 4 GWh/anno. In sede di istruttoria la Provincia di Torino ha richiesto che l'opera sia sottoposta a Valutazione di Impatto Ambientale in quanto confinante con il territorio del Parco Nazionale del Gran Paradiso.

Nuovo impianto Baiso.

I lavori di realizzazione del nuovo impianto idroelettrico di Baiso (RE): due gruppi da 1,1 MW per una produzione attesa pari a circa 9 GWh/anno sono stati ultimati e l'impianto risulta in regolare esercizio. E' prevista per settembre 2011 la formalizzazione del collaudo definitivo.

GESTIONE RETI E INFRASTRUTTURE DI SERVIZIO E TELECOMUNICAZIONE

Nuovo telecontrollo degli impianti di illuminazione pubblica

Il Sistema di Telecontrollo dell'Illuminazione Pubblica della Città di Torino gestito da AEMD è attualmente basato su un sistema della Elsig ed è costituito dai livelli di Supervisione, Front-End, Comunicazione e periferiche (RTU) in campo. L'architettura di comunicazione è organizzata in venticinque direttrici, gestite dal Front-End, che comunicano con i "nodi di concentrazione" posti in punti strategici della Città. Ogni "nodo" è dotato di modem, i quali, connessi tramite doppini dedicati (in affitto da Telecom), realizzano l'infrastruttura di comunicazione con le RTU dei quadri IP. Un'accurata analisi di fattibilità, supportata da prove su vari apparati, ha portato alla decisione da parte di AEMD di rinnovare tale sistema (che ha circa 15 anni di vita) e di migrare tutto il parco delle periferiche in campo, sia attuali che future, su vettori wireless, facenti uso della tecnologia GPRS, abbandonando definitivamente i vettori su doppino, che rappresentano una criticità in termini di manutenzione della linea e di costi di esercizio. La gestione dei singoli quadri può avvenire in modo automatico, sulla base delle tabelle di accensione/spegnimento impianti concordate con la Città di Torino o manuale. In quest'ultimo caso il sistema consente all'operatore di gestire le accensioni dei singoli quadri in determinate finestre temporali. Nel caso di mancato funzionamento del sistema centrale o del vettore GPRS il periferico si accenderà/spegnerà autonomamente in funzione degli orari pre-caricati su ogni singola RTU. Ogni eventuale anomalia riscontrata sul campo viene puntualmente segnalata al posto centrale dal quale un operatore può decidere il tipo di intervento da attuare. Ad oggi il nuovo sistema di telecontrollo è operativo e gestisce, presso la sala telereti di AEMD, circa 30 quadri sul territorio, operando in parallelo con il sistema Elsig in fase progressiva di dismissione. Si prevede che il nuovo telecontrollo sostituisca il suo predecessore entro la fine del 2011, con conseguenti benefici in termini di qualità del servizio e di riduzione dei costi.

Telecontrollo della rete di teleriscaldamento

Il progetto di telecontrollo della rete di teleriscaldamento ha l'obiettivo di fornire gli strumenti per una gestione efficace delle attività di controllo dei consumi, delle attività di impostazione dei parametri di funzionamento, delle attività di manutenzione tecnica e gestione degli allarmi di S.S.T., nell'ottica di migliorare i servizi alla clientela del Teleriscaldamento.

A tal fine è stata progettata da AEMNet una piattaforma tecnologica in grado di acquisire i parametri di funzionamento dalle sottostazioni, di elaborare i dati e di offrire gli strumenti di reportistica e di controllo necessari. Il progetto consiste nella messa in opera di tutta la piattaforma tecnologica e comprende sia le attività di fornitura ed installazione dell'hardware di periferia, da installare presso 5600 sottostazioni, sia la fornitura dei collegamenti di trasmissione dati, sia la fornitura dei server centrali e lo sviluppo dei software di elaborazione.

Nel corso del primo semestre del 2011 è stato reso operativo il telecontrollo di 800 SST.

BAM (Business Activity Monitoring)

Nel corso del 2010 è stato realizzato un sistema per il monitoraggio in tempo reale delle attività aziendali denominato BAM (Business Activity Monitoring) che permette di tracciare graficamente i flussi dei lavori attraverso i vari sistemi che vengono utilizzati per gestire le problematiche di unbundling e l'organizzazione delle attività svolte sul campo. Il sistema BAM utilizza delle sonde installate sui sistemi oggetto del monitoraggio per recuperare gli eventi significativi dei lavori come la creazione ed il cambio di stato. Gli eventi vengono raccolti ciclicamente dal sistema attraverso una serie di web services e memorizzati all'interno del proprio database. Il BAM è in grado di mettere in relazione gli eventi provenienti da vari sistemi relativi allo stesso lavoro fornendone sia un report aggregato con i vari dettagli, sia una rappresentazione grafica sintetica ed intuitiva sotto forma di Sequence Diagram UML, inoltre una serie di regole definite nel motore di regole permettono di inviare allarmi via mail e segnalare situazioni definite come anomale o da tenere sotto controllo. Nel corso del 2011

il BAM è stato avviato con successo per il monitoraggio dei flussi dei lavori di AEMD che transitano dal Portale del distributore fino al contatore elettronico. Nel corso del 2011 il BAM è stato avviato con successo per il monitoraggio dei flussi dei lavori di AES che transitano dal controller del distributore fino a Mobi.

Portale Innovazione AppLab

Scopo del progetto è creare un portale web per mettere a disposizione del gruppo di sviluppo una serie di strumenti che rendano le interfacce utente più funzionali ed accattivanti, attraverso l'utilizzo di tecnologie mutuare dal Web 2.0. Il portale accoglie gli utenti con una presentazione interattiva che mostra i vari componenti disponibili. Ogni componente è corredato da una spiegazione introduttiva, da un esempio funzionante, da una spiegazione approfondita sulle modalità di utilizzo e dal codice sorgente utilizzabile per integrare il componente all'interno delle applicazioni. Attualmente sono stati sviluppati i seguenti componenti:

- Instant Search: una serie di librerie e servizi che permettono di realizzare un'interfaccia di ricerca istantanea, che mostra i risultati più rilevanti mentre l'utente digita il testo della ricerca. Questo componente è stato realizzato sia in versione Web, sfruttando la tecnologia AJAX ed i Webservice REST, sia in versione Java per l'integrazione all'interno di applicazioni client server come il CRM CNRG.

- Interfaccia Multipanel: questo componente realizzato espressamente per il CRM CNRG permette di aprire contemporaneamente sullo schermo diversi pannelli relativi a transazioni diverse, in modo da agevolare l'utente nella ricerca di informazioni e compilazione di form senza la necessità di tenere aperte due o più istanze dello stesso applicativo. La visualizzazione a griglia permette di mostrare in un'unica schermata tutti i pannelli aperti, ogni pannello visibile nella griglia dei pannelli aperti può essere ingrandito con un semplice click.

- Mappa Interattiva: questo componente permette di realizzare delle mappe interattive che utilizzano figure geometriche tra loro connesse per rappresentare graficamente diagrammi di flusso, organigrammi, assetti societari, topologie di rete etc.. Gli oggetti che compongono la mappa possono essere traslati a piacere sullo schermo oppure essere toccati per attivare ulteriori funzionalità. Le mappe interattive sono state realizzate utilizzando tecnologie web compatibili con i tablet di ultima generazione in modo da poter offrire un'esperienza d'uso intuitiva attraverso l'utilizzo del touchscreen.

AREA GENOVA

Nei primo semestre 2011 Iren Acqua Gas ha continuato a presidiare nuclei di innovazione tecnologica nell'ambito del Programma di Ricerca avente come temi prioritari l'aggiornamento delle conoscenze nel settore idrico e la qualità delle acque destinate al consumo umano. A tal fine ha promosso e sostenuto specifici progetti di ricerca condotti in collaborazione con Fondazione AMGA, Università degli Studi e Enti di ricerca nazionali e internazionali.

Iren Acqua Gas ha mantenuto la propria partecipazione attiva nella Piattaforma Tecnologica comunitaria WssTP (Water supply and sanitation Technology Platform) varata nel 2004 dalla Commissione Europea, nell'ambito del VII Programma Quadro con la finalità di potenziare, attraverso la collaborazione di tutti gli stakeholders, la ricerca e il trasferimento di conoscenze e competenze per sostenere la crescita e la competitività nel settore idrico e di fornire suggerimenti utili per la definizione delle priorità di ricerca nel settore idrico europeo.

Il gruppo, oltre ad essere coinvolto in diversi working group e task force, collabora e coordina le attività dei Gruppi di lavoro che afferiscono al Pilot Programme on Urban Area con particolare riferimento alle attività relative alla gestione delle infrastrutture, degli allagamenti in area urbana, dell'inquinamento ambientale, dell'impatto del cambiamento climatico, della qualità delle risorse idriche e dei fanghi da impianti di depurazione.

Inoltre Iren Acqua Gas e Fondazione AMGA aderiscono alla Water Research Foundation (Water RF - Fondazione degli Acquedotti Americani), cui partecipano circa 1000 enti, nord-americani e internazionali, che contribuiscono alla realizzazione di programmi di ricerca di altissimo livello scientifico, con i quali da anni è stata stabilita una proficua collaborazione anche in termini di joint projects su tematiche di interesse comune.

Grazie all'attività di networking e alla collaborazione promossa a livello nazionale e internazionale, il Gruppo Iren è in grado di integrare con finanziamenti esterni le risorse disponibili: sono stati infatti finanziati diversi progetti presentati nell'ambito di programmi europei e sono in corso di definizione proposte progettuali presentate nel quadro di partnership costituite ad hoc.



Le principali tematiche oggetto di ricerca sono: analisi e controllo della qualità delle acque, best practice nei trattamenti di potabilizzazione e depurazione, modelli e tecnologie innovative per la gestione delle infrastrutture nel settore idrico.

Iren Acqua Gas aderisce al Consorzio TICASS, acronimo di Tecnologie Innovative per il Controllo Ambientale e lo Sviluppo Sostenibile, polo di innovazione tecnologico, per la promozione, lo sviluppo e il trasferimento di tecnologie innovative nel controllo e nella gestione dell'ambiente e nello sviluppo sostenibile, finalizzato al miglioramento della qualità della vita. In particolare Iren Acqua Gas presiede le attività programmate nel settore della gestione e valorizzazione delle risorse idriche ed ambientali proponendosi per il coordinamento delle attività del settore specifico e per la definizione delle priorità di ricerca e sviluppo ritenute prioritarie dai portatori di interesse, priorità recepite in proposte di progetti di ricerca industriale da proporre.

Iride Acqua Gas ha avviato e/o completato nel primo semestre 2011 i seguenti progetti:

Interferenti Endocrini nelle acque destinate al consumo umano

Il progetto avviato nel 2009, prende in considerazione la tematica degli Interferenti Endocrini "ED", gruppo eterogeneo di sostanze che, imitando gli effetti degli ormoni naturali o interferendo con essi, interagiscono con il sistema endocrino e possono provocare effetti sulla salute.

Il progetto "Interferenti Endocrini nelle acque destinate al consumo umano", svolto in collaborazione con alcune Università italiane (Genova, Pisa, Trento), l'Istituto Superiore di Sanità (ISS), e altri acquedotti italiani (Genova, Como, Firenze, Bari, Torino, Bologna) ha come finalità la messa a punto di un metodo di valutazione da parte dei gestori di acquedotto della vulnerabilità delle proprie risorse per la presenza di ED, che prevede l'utilizzo di test diversi, in parte eseguibili direttamente dal gestore in parte da strutture di riferimento.

Nei primi mesi del 2011 il progetto ha proseguito le campagne di monitoraggio oltre che nei sei casi studio già individuati (presso gli acquedotti di Genova, Torino, Bari, Como, Bologna, Firenze) anche presso gli impianti di Cagliari, Palermo e Venezia, ottimizzando nel contempo sia le tecniche chimiche che biologiche messe specificatamente a punto per il progetto nel corso dell'anno precedente. Stati di avanzamento dell'attività del Gruppo di lavoro, sono stati presentati in occasioni ufficiali, e pubblicati in riviste nazionali e internazionali. E' prevista la conclusione delle attività del Gruppo nel 2011, e in particolare sarà organizzato il 24 novembre 2011 a Genova, un convegno sulla specifica tematica che illustrerà i risultati ottenuti e presenterà la pubblicazioni realizzate.

Valutazione del rischio microbiologico nell'approccio del Water Safety Plans e sviluppo metodi analitici di supporto.

Il Progetto "Valutazione del rischio microbiologico nell'approccio del Water Safety Plans e sviluppo metodi analitici di supporto" ha la finalità di mettere a punto metodi di indagine per l'individuazione di nuove specie patogene di interesse comunitario e legislativo, e l'individuazione di una metodologia di lavoro esportabile a qualunque realtà acquedottistica che consenta di esaminare in modo adeguato e mirato le criticità legate alla contaminazione microbiologica nell'intera filiera di tratta-

mento. Questa metodologia permette anche di affrontare il percorso indicato dai criteri elaborati nell'ambito dei Water Safety Plans, per la parte di rischio microbiologico.

In collaborazione con l'Istituto Superiore di Sanità sono state redatte schede per la maggior parte dei patogeni di interesse acquedottistico, relative alla identificazione delle condizioni di rischio in funzione delle caratteristiche territoriali e strutturali. Inoltre con il Dipartimento di Scienze dell'Ambiente e della Vita dell'Università del Piemonte Orientale sono stati messi a punto metodi microbiologici per la ricerca dei patogeni individuati come prioritari, attualmente trasferiti al Laboratorio Iride Acqua Gas e quindi impiegati per approfondire le conoscenze sulla contaminazione microbiologica delle acque in gestione al Gruppo Iren.

Sono in via di definizione accordi con l'Istituto Superiore di Sanità per raccogliere in Linee Guida le informazioni raccolte e il percorso metodologico progettato, che potranno essere pubblicate entro la fine del 2011.

Asset Management: modelli decisionali in presenza di incertezza o indisponibilità di dati

Il progetto è nato dalla necessità dei gestori di programmare gli investimenti sulle infrastrutture di acquedotto e fognatura, tenendo conto del loro impatto sui livelli di servizio e affrontando in modo sistematico il problema delle incertezze sui dati disponibili.

Gli strumenti a supporto del decisore sono condizionati dall'incertezza di dati in ingresso, dai modelli utilizzati e dai parametri assunti; il progetto ha previsto l'identificazione delle tipologie di incertezza e la loro quantificazione, valutandone l'impatto sugli output dei modelli e sviluppando metodologie finalizzate a ottenere le migliori soluzioni possibili.

Modello decisionale per la gestione delle risorse idriche

La gestione dei sistemi idrici basati su fonti di approvvigionamento multiple implica processi decisionali complessi, che tengano in considerazione le richieste di consumo, le implicazioni energetiche, i requisiti di qualità dell'acqua fornita, le disponibilità contingenti e previste.

Il progetto ha previsto l'implementazione di un modello matematico, applicato al sistema idrico genovese, comprendendo tutti gli elementi del sistema di approvvigionamento e distribuzione e consentendo di applicare strategie di gestione delle risorse idriche in condizioni ordinarie e di emergenza.

Definizione di linee guida per la realizzazione di un sistema di trattamento di acque reflue urbane e fanghi

Il progetto ha compreso uno studio propedeutico alla progettazione di nuovi sistemi depurativi che possano centralizzare il trattamento di parte delle acque e dei fanghi di alcune zone limitrofe in area urbana. Le tecnologie applicabili sono state analizzate con l'obiettivo di ottenere il miglior risultato possibile per ciò che attiene alla qualità dell'acqua depurata, la valorizzazione energetica, la gestione dei fanghi destinati allo smaltimento finale e alla eliminazione degli odori molesti.

Finanza e Regolazione nel settore idrico

E' proseguita l'attività di ricerca nell'ambito del progetto "Finanza e regolazione nel settore idrico" che si colloca nel contesto del progetto "Network Europeo Economia e Regolazione nel settore idrico". I risultati dell'attività sono in corso di pubblicazione e occupano due volumi della collana della Fondazione Amga. Le ricerche svolte che hanno ottenuto contributi finanziari del MIUR sono:

- Project Financing e altre modalità di finanziamento del settore idrico
- Aspetti evolutivi della finanza di progetto: analisi a livello internazionale
- Problematiche di rating nella finanza di progetto: analisi a livello internazionale
- Alternative metodologie di valutazione di progetti d'investimento: analisi critica
- Finanza e regolazione nel settore idrico inglese: cause e rischi dell'elevato indebitamento
- Il costo del capitale delle società idriche inglesi
- Offerte pubbliche iniziali e underpricing: una applicazione al settore dei servizi di pubblica utilità in Italia
- Analisi economica della Direttiva Europea 2000/60 e valore economico dell'acqua

Modelli di Stima della domanda di acqua

Nell'ambito del progetto - rivelatosi assai laborioso a causa dell'assenza di completi e coerenti databases - sono state analizzate criticamente tutte le diverse metodologie econometriche di stima della funzione di domanda di acqua elaborate nei principali centri di ricerca internazionali, proponendone altresì alcune specificazioni ritenute migliorative.

E' attualmente in corso di realizzazione un database sulle strutture tariffarie, i volumi erogati e le caratteristiche socioeconomiche a livello comunale. Ad oggi, anche nell'ambito del progetto UE Pre-

pared, sono stati reperiti dati sui volumi, la relativa articolazione tariffaria e i ricavi per 67 comuni liguri, disaggregati per tipologia di utenza nel periodo 2004-2009.

Particolare attenzione meritano i seguenti progetti Europei:

Prepared: Analisi dell'impatto dei cambiamenti climatici sul servizio idrico integrato

Il progetto, finanziato nell'ambito del 7° Programma Quadro, è di durata quadriennale (2010-2014) ed ha la finalità di definire strategie globali e condivise per far fronte all'impatto dei cambiamenti climatici sul ciclo idrico integrato. A tal fine incoraggia sinergie e programmi di ricerca coordinati tra le utility europee nel settore idrico. I risultati progettuali saranno utili per la definizione di linee guida utili per la definizione degli investimenti e degli interventi volti al miglioramento e al risanamento delle reti e degli impianti.

Le conoscenze, esperienze e tecnologie acquisite nei diversi paesi europei saranno messe a fattor comune per lo sviluppo di soluzioni innovative applicate dalle aziende di gestione in siti campione. Iren Acqua Gas e Mediterranea delle Acque partecipano con un contributo nelle seguenti attività: sviluppo di un sistema di supporto alle decisioni relativo allo sfruttamento delle risorse ad uso idropotabile; sviluppo di nuovi GIS per le seguenti applicazioni: individuazione dei punti della rete di distribuzione con temperature più elevate con seguente crescita anomala di organismi patogeni, mappatura del rischio alluvionale, valutazione della portata con verifica delle potenzialità di sfruttamento delle risorse in periodi di siccità; sviluppo di nuove metodologie per il monitoraggio delle precipitazioni piovose; sviluppo di nuove metodologie per la quantificazione delle incertezze nella modellazione dei sistemi idrici urbani, volte a ridurre tutte le tipologie di incertezza individuate; sviluppo di DSS e sistemi di allerta per il monitoraggio delle fonti e dei corpi idrici ricettori; sviluppo di modelli di regolazione e modelli econometrici a supporto di una gestione efficiente delle risorse; definizione di linee guida per la riprogettazione delle reti di drenaggio urbano.

@QUA: Rete tematica per l'efficienza dei Sistemi Idrici

Il progetto, di cui Fondazione AMGA è partner, prevede la realizzazione di una rete tematica finalizzata a veicolare le migliori pratiche e i nuclei tecnologici più appropriati per una gestione efficiente e sostenibile dei servizi idrici. In quest'ottica verrà creata una rete di portatori di interesse a livello nazionale ed europeo identificando le necessità e i fabbisogni di nuclei tecnologici nei diversi settori dell'industria idrica. Nello stesso progetto verrà definita una "roadmap" per la personalizzazione di strategie di ricerca e sviluppo necessarie ai processi dell'industria idrica comprendendo linee guida per la gestione dell'efficienza idrica.

Le attività comprendono l'approvazione e la validazione di un documento finale con valenza di deliverable e documento finale sulla base del quale organizzare molteplici iniziative di formazione-informazione.

ROUTES: "Soluzioni innovative per una gestione efficace dei fanghi di depurazione"

Il progetto, finanziato nell'ambito del 7° programma quadro, ha l'obiettivo di sviluppare tecniche innovative a basso costo per il trattamento efficace dei fanghi per il riuso in agricoltura; una strategia per la gestione integrata delle filiere di trattamento delle acque reflue e dei fanghi finalizzata alla minimizzazione della produzione dei fanghi; processi di trattamento finalizzati al recupero (produ-



zione di biogas, biopolimeri, fertilizzanti; processi di smaltimento alternativi all'incenerimento quali pirolisi e ossidazione ad umido (wet oxidation).

Molte delle attività sopraindicate saranno realizzate su impianti in scala reale e i risultati della sperimentazione permetteranno di definire soluzioni ottimali per l'integrazione delle filiere di trattamento e la soluzione delle problematiche legate allo smaltimento dei fanghi.

AQUAKNIGHT – Gestione del trasferimento di conoscenza e innovazione per il risparmio idrico nel bacino del Mediterraneo

Il progetto, di durata triennale, è stato finanziato nell'ambito di un bando ENPI ed ha le seguenti finalità: proteggere l'ambiente garantendo un uso sostenibile delle risorse idriche; costituire una rete di collaborazione comprendente paesi partner (MPC) e paesi Europei (EUMC) che si affacciano sul Mediterraneo e finalizzata a migliorare l'efficienza delle reti di distribuzione.

In particolare si intende favorire: 1) lo sviluppo in parallelo di cinque progetti pilota che vedono la collaborazione di paesi partner (Egitto, Giordania e Tunisia) con stati membri dell'Unione Europea (Cipro e Italia), finalizzata al trasferimento di esperienze nel settore della progettazione e della gestione integrata delle reti idriche; 2) la "capacity building" delle aziende e degli enti pubblici responsabili della gestione dei servizi idrici con il fine di promuovere il risparmio e la gestione della domanda da parte degli utenti; 3) sinergie e iniziative di collaborazione tra aziende idriche dei paesi partner e degli stati membri al fine di far fronte a problematiche legate a carenza di risorse nel bacino del Mediterraneo; 4) il trasferimento di conoscenze relative alle migliori pratiche e alle tecniche più avanzate per una gestione efficiente dei servizi. Iren Acqua Gas è coinvolta nelle attività di divulgazione dei risultati progettuali e nella sperimentazione a Genova delle metodologie sviluppate nel corso del progetto e relative, in particolare, al controllo delle perdite idriche e all'analisi degli errori di misura dei contatori.

TRUST - Transition to the Urban Water Services of Tomorrow

Il progetto prevede la definizione di strategie e l'individuazione di best practice per una gestione sostenibile (a basso impatto ambientale) dei servizi idrici urbani che non comporti conseguenze negative sulla qualità del servizio. In dieci città pilota saranno valutate proposte di governance, sistemi di supporto alle decisioni e di previsione, modelli di gestione degli asset, innovazioni tecnologiche. Sarà analizzato il potenziale impatto ambientale, sociale ed economico di diverse politiche di gestione dei servizi idrici e le soluzioni più appropriate per far fronte a future problematiche gestionali.

e-LEANOR – e-LEARNING and INNOVATION FOR WATER INDUSTRIES

Il progetto, concepito come follow-up di VESTA-GIS, è relativo alla formazione professionale nell'industria dell'acqua nel settore pubblico e privato. Ha lo scopo di migliorare l'offerta formativa nel settore idrico attraverso l'ottimizzazione e la standardizzazione di percorsi formativi, con il supporto di strumenti e-learning e il trasferimento di Buone Pratiche.

Il partenariato comprende 9 organizzazioni che svolgono attività di formazione nel settore idrico. Avrà una durata complessiva di 24 mesi.



AREA EMILIA

I temi della Ricerca e Sviluppo relativi alle SPL Iren Ambiente e Iren Emilia si sono focalizzati principalmente sui temi dell'utilizzo delle risorse energetiche rinnovabili, sulla razionalizzazione dei consumi energetici, sul trattamento dei rifiuti e dei residui di trattamento, sul controllo del benessere ambientale, sullo sviluppo di nuovi materiali e sulla conversione in energia elettrica.

Attenzione è dedicata agli sviluppi dei nuovi materiali da impiegare nelle celle fotovoltaiche per la generazione di energia elettrica. Attualmente sono poste sotto osservazione centraline basate sullo sfruttamento delle biomasse associate a turbine o a motori primari di piccole dimensioni per la generazione distribuita di energia. Sono costantemente proposte nuove soluzioni di generazione integrata con diversi metodi di produzione, tipicamente solare in abbinamento con l'eolico o la biomassa, in modo da poter sfruttare la fonte che in quel momento risulta più conveniente. Anche il risparmio energetico è oggetto di un'attività di ricerca approfondita. L'abbinamento di diversi impianti disposti in modo tale che ognuno sfrutti l'energia non utilizzata dall'altro (cogenerazione, cicli combinati) consente recuperare energia che altrimenti verrebbe persa.

Un importante settore di ricerca è costituito dallo sviluppo di algoritmi di ottimizzazione e di controllo di gestione di impianto. La conversione in energia elettrica richiede infatti una costante attenzione verso lo sviluppo di generatori adatti allo scopo (generatori per impianti eolici) ed alle architetture dei convertitori statici e dei rispettivi sistemi di regolazione che consentono di allacciare impianti di produzione di fonti eterogenee alla rete di distribuzione nazionale in modo che le diverse fonti energetiche possano essere sfruttate al meglio.

L'attività di ricerca nel settore delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico non manca di riguardare il settore idrico in tutte le sue componenti, da una corretta gestione delle risorse allo sfruttamento in tutte le sue varie componenti.

Lo studio del trattamento dei rifiuti e dei residui come fonte energetica alternativa è un'ulteriore linea di azione delle attività Ricerca e Sviluppo, come pure il settore della mobilità elettrica, dello studio e sviluppo delle Smart Grid e della loro sostenibilità.

Iren Rinnovabili è stata coinvolta al fine di ampliare le azioni dimostrative del progetto Biomether da presentare al bando LIFE+ con un impianto finalizzato alla produzione di biometano per autotrazione. Inoltre sono state sviluppate azioni per la progettazione e gestione di centrali a biogas da biomasse di origine agro-alimentare in ambito agricolo con lo studio delle problematiche societarie, fiscali e gestionali connesse e sono state svolte ricerche in ambito legale, societario, economico e dell'ingegneria gestionale in collaborazione con le università di Parma e Reggio Emilia.

E' infine opportuno evidenziare lo sforzo effettuato da IREN Rinnovabili relativamente alle tematiche ambientali e ai problemi legati agli spandimenti e ai carichi di azoto.



ORGANIZZAZIONE

Come indicato in apertura della presente relazione la struttura del gruppo prevede:

- Una Holding industriale (IREN S.p.A.), che attraverso le Direzioni/Staff centrali:
 - esercita funzioni di indirizzo e coordinamento, mediante la definizione di linee guida strategiche, di indirizzi gestionali, l'allocazione delle risorse e il coordinamento dei diversi settori di business di Gruppo
 - svolge direttamente alcune attività operative per le diverse società del Gruppo
 - svolge le attività in service per le diverse società del Gruppo garantendo il presidio della reale integrazione del gruppo.
- Cinque Società di primo livello, controllate al 100% dalla Holding industriale, che gestiscono le filiere dei singoli business, attraverso strutture organizzative idonee alla gestione dell'operatività, e agiscono nei rispettivi settori di mercato sia direttamente sia tramite società da loro controllate o partecipate.

In particolare le Società di primo livello sono le seguenti:

- Iren Energia S.p.A. (con sede a Torino), capo filiera dei business "energia" e "servizi tecnologici", gestisce, direttamente e/o tramite partecipate, gli impianti di produzione di energia elettrica/cogenerazione energia-calore e di distribuzione di energia elettrica e calore e le attività relative ai servizi tecnologici (impianti termici ed elettrici, illuminazione pubblica e semafori, facility e fleet management, ecc. esclusi ICT) sia per clienti esterni che interni;
- Iren Acqua Gas S.p.A. (con sede a Genova), capo filiera del business "idrico", gestisce, direttamente e/o tramite partecipate, i servizi idrici integrati;
- Iren Mercato S.p.A. (con sede a Genova), capo filiera del business "mercato", gestisce, direttamente e/o tramite partecipate, le attività di approvvigionamento, trading e commercializzazione di energia elettrica, calore, gas e servizi energetici;
- Iren Emilia S.p.A. (con sede a Reggio Emilia), capo filiera del business "gas", gestisce, direttamente e/o tramite partecipate, le attività di distribuzione del gas, i servizi ICT/TLC e i servizi di igiene ambientale;
- Iren Ambiente S.p.A. (con sede a Piacenza), capo filiera del business "ambiente", gestisce, direttamente e/o tramite partecipate, gli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti e quelli da fonti rinnovabili (biomasse, eolica, solare, geotermica, ecc. ad esclusione di quelli da fonte idroelettrica)

Il coordinamento delle società di primo livello e del relativo settore di business spetta agli Organi Delegati della Capogruppo così come definito dallo Statuto di Iren S.p.A..

Le società di primo livello hanno, invece, il "coordinamento funzionale" sulle filiere di business di competenza anche in società territorialmente diversificate, intervenendo principalmente su aspetti quali, ad esempio, il business development (sviluppo extra territori, gestione gare), il budget e i piani pluriennali, le politiche tariffarie e di investimento, la ricerca e l'innovazione, gli standard operativi e progettuali, ecc.



PERSONALE

Al 30 giugno 2011 risultano in forza al Gruppo Iren 4.707 dipendenti, in riduzione del 0,9% rispetto al 31 dicembre 2010, quando erano 4.752. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 giugno 2011, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 30.06.2011	Organico al 31.12.2010
Iren S.p.A.	268	270
Iren Acqua Gas e controllate	1.040	1.049
Iren Ambiente e controllate	238	241
Iren Emilia e controllate	1.691	1.711
Iren Energia e controllate	1.034	1.045
Iren Mercato e controllate	436	436
Totale	4.707	4.752

La riduzione avvenuta nel 2011 è correlata al proseguimento della politica in materia di gestione degli organici, con contenimento delle assunzioni e incentivazioni all'esodo, che ha prodotto un decremento di 45 unità.

Si evidenzia che dal 1° luglio 2010 l'organico si è ridotto complessivamente di 165 unità (64 per saldo assunzioni/cessazioni e 101 per operazioni di variazione di perimetro).

FORMAZIONE

La formazione e l'addestramento per il Gruppo Iren costituiscono uno strumento fondamentale per:

- rendere più agevole l'esecuzione delle strategie e il conseguimento degli obiettivi, contribuendo al funzionamento e allo sviluppo del Gruppo;
- promuovere e consolidare una cultura di Gruppo;
- valorizzare professionalmente le persone.

Anche per l'anno 2011 è stato predisposto un piano di formazione di Gruppo, frutto della rilevazione dei fabbisogni formativi, realizzata negli ultimi mesi del 2010, utilizzando una metodologia comune a livello di Gruppo, con la somministrazione di questionari abbinata ad interviste strutturate, che hanno coinvolto Dirigenti e Responsabili della Capo Gruppo e delle Società di Primo Livello presenti sui territori di Genova, di Torino e dell'Emilia (pari al 6% degli organici delle società gestite).

L'adozione di un'identica metodologia di rilevazione di fabbisogni e la condivisione delle politiche in materia di formazione ed addestramento hanno consentito di disegnare un comune quadro di riferimento non solo per l'individuazione, ma anche per la gestione delle iniziative formative programmate, valorizzando le esperienze già maturate e contribuendo al percorso di integrazione del Gruppo. All'interno del piano di formazione 2011 sono contemperate sia iniziative tecniche, professionali e manageriali relative ad attività consolidate, in un'ottica di salvaguardia e valorizzazione del patrimonio di esperienze e competenze esistenti, sia iniziative volte a promuovere l'accrescimento delle competenze a supporto dei processi di cambiamento ed integrazione del Gruppo e delle singole Società che lo compongono, anche al fine di contribuire alla costruzione di una cultura di Gruppo.

Nel primo semestre 2011 le ore/uomo legate a iniziative di formazione e addestramento realizzate a vario titolo dal Gruppo Iren sono risultate pari a circa 35.000, con il 49% dei dipendenti formati rispetto all'organico del Gruppo. Tale valore non include le ore relative ad affiancamenti e autoformazione non strutturati e le ore dedicate alla formazione di imprese ed enti terzi.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

QUALITÀ

Tutte le società caposettore del gruppo Iren hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità), ISO 14001 (Ambiente), escluso Iren Mercato che non persegue la certificazione allo standard ISO 14001. Le società torinesi e genovesi sono, inoltre, in possesso della certificazione ai sensi dello Standard OHSAS 18001 (Sicurezza).

Attualmente il presidio dei sistemi di gestione Qualità, Sicurezza e Ambiente è assicurato in ogni Società Capo Settore dalle Direzioni, attraverso i rispettivi Servizi; inoltre essi sono coerenti con la politica del Gruppo, focalizzata fortemente sullo sviluppo sostenibile - sociale ed ambientale - dell'impresa.

In linea con lo schema di certificazione, definito per un modello organizzativo coerente con la politica del Gruppo, nell'ambito della società di primo livello torinese e delle sue controllate, IRIDE Servizi e AEM Distribuzione, sono state rispettivamente confermate la Certificazione Internazionale di Qualità (ISO 9001), la Certificazione Ambientale (ISO 14001) e la Certificazione del Sistema di Sicurezza (OHSAS 18001), ribadendo l'attenzione costante dell'organizzazione verso i temi della responsabilità sociale e ambientale dell'impresa in una prospettiva di sviluppo sostenibile.

Contestualmente alla verifica di sorveglianza periodica è stata condotta, con esito positivo, anche la verifica di estensione delle certificazioni in essere agli asset acquisiti da IRIDE Servizi a seguito della fusione con ex Enìa.

Nella stessa sede è stato effettuato un pre audit che ha confermato il corretto approccio adottato dalle società torinesi per l'applicazione e l'estensione dei requisiti del sistema di gestione integrato QAS agli impianti e alle strutture di cogenerazione e alle reti di distribuzione EE delle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza, incorporate a seguito della fusione. L'estensione delle certificazioni QAS è prevista per novembre 2011.

E' stata confermata la Registrazione EMAS (Il Regolamento Comunitario 761/2001 o EMAS Eco-Management and Audit Scheme) per gli impianti di produzione termoelettrica di Moncalieri per l'anno 2011 e convalidato l'aggiornamento della "Dichiarazione Ambientale" relativa all'anno 2010.

Le società Iren Energia e AEM Torino Distribuzione hanno stipulato una nuova convenzione con AICQ e l'Agenzia dei Servizi Pubblici Locali di Torino per proseguire il percorso verso l'eccellenza EFQM (European Foundation for Quality Management). E' stato quindi avviato ed è in corso in ciascuna società il processo di autovalutazione secondo i criteri della nuova edizione del modello EFQM.

Iren Acqua Gas, Mediterranea delle Acque e Genova Reti Gas mantengono la certificazione di Eccellenza rilasciata dall'Ente di Certificazione. Il perseguimento dell'eccellenza aziendale è stato ottenuto attraverso il controllo di tutti gli aspetti relativi a Qualità, Ambiente e Sicurezza e la realizzazione di un Sistema di Gestione Integrato che permetta un controllo ed un monitoraggio costante dei tre aspetti gestionali.

Inoltre la Società Laboratori Iride Acqua Gas ha attuato un Sistema Integrato e nel contempo completato l'iter di certificazione ottenendo la certificazione agli standard UNI EN ISO 9001:2008, UNI EN ISO 14001:2004 e BS OHSAS 18001:2007.

Nell'anno 2011 e relativamente alle Società genovesi è stato pianificato ed attuato quanto segue:

- Società CAE e Idrotigullio - già certificate allo standard UNI EN ISO 9001- è stato ampliato l'ambito di certificazione allo standard OHSAS BS 18001 (Sicurezza)
- Società Amter - già certificata allo standard UNI EN ISO 9001 - è attesa la certificazione ai sensi dello Standard OHSAS BS 18001 (Sicurezza).
- Unità organizzative acquisite a seguito fusione con ex ENIA, è atteso l'ampliamento dell'ambito di certificazione agli standard Qualità Ambiente e Sicurezza.
- Laboratori di Imperia e Reggio Emilia è atteso il rinnovo e/o il mantenimento dell' Accreditamento.

Anche nell'ambito delle società di primo livello emiliane Iren Emilia S.p.A. e le sue controllate, Enìa RE S.r.l., Enìa PR S.r.l ed Enìa PC S.r.l., ed Iren Ambiente S.p.A., sono state rispettivamente confermate la Certificazione del Sistema di gestione per la Qualità (ISO 9001) e la Certificazione del Sistema



di Gestione Ambientale (ISO 14001) in essere, ribadendo l'importanza di uno sviluppo costante ed un miglioramento continuo dei sistemi di gestione in coerenza con le politiche e gli indirizzi del Gruppo e le politiche aziendali specifiche.

In occasione del rinnovo della certificazione del sistema di gestione per la qualità, è stata svolta con esito positivo, anche la verifica e l'estensione della certificazione in essere al servizio gas di Piacenza, di recente costituzione.

In seguito alla fusione avvenuta nel 2010, la struttura organizzativa ed i processi di competenza delle società dell'area emiliana hanno subito profonde modifiche e ciò ha comportato una ridefinizione ed un riassetto complessivo dei sistemi di gestione implementati e dei documenti correlati, che ha impegnato tutte le Funzioni e le strutture.

Infine per quanto riguarda i progetti, si è conclusa l'implementazione del sistema di gestione per tutelare la sicurezza delle informazioni aziendali, ai sensi dello standard internazionale ISO 27001, ed è ora in fase di attuazione nelle società caposettore torinesi e genovesi e loro controllate.

SICUREZZA E AMBIENTE

SICUREZZA

In tale ambito, la politica sia della Capo Gruppo Iren S.p.A. sia delle Società Capo Settore si mantiene rivolta non solo al rispetto della normativa vigente in materia di sicurezza, ma anche al miglioramento continuo.

Nel primo semestre del 2011 sono proseguite le attività di Sicurezza nel rispetto della normativa BS OHSAS 18001:2007, conseguendo il mantenimento, per le società torinesi, della relativa certificazione.

Per quanto riguarda le Società genovesi nel primo semestre 2011 sono state positivamente eseguite tutte le verifiche ispettive, mentre le verifiche di rinnovo o mantenimento certificazioni, sono pianificate per il secondo semestre 2011.

In ambito genovese sono state inoltre completate le valutazioni del rischio in materia di radiazioni ottiche ionizzanti e sono in corso la valutazione del rischio dello stress da lavoro correlato.

In ambito Iren Energia, Iride Servizi ed AEM Torino Distribuzione proseguono i comitati di Direzione periodici in cui vengono trattati e monitorati nel complesso gli aspetti di sicurezza.

Per le società Iren Energia, Iride Servizi e AEM Torino Distribuzione è in corso di aggiornamento la Valutazione dello stress da lavoro correlato.

E' proseguita la verifica degli aspetti di sicurezza inerenti il progetto Torino Nord.

E' stata avviata l'esecuzione della Sorveglianza Sanitaria al personale, mediante l'utilizzo di sale visita attrezzate all'interno delle varie sedi aziendali, precedentemente eseguita all'esterno.

E' in corso una verifica dei DPI unificati in uso, per l'eventuale sostituzione degli stessi, con altri di



migliori caratteristiche. In tale contesto si è provveduto alla sostituzione massiva dei caschi dielettrici, con un nuovo modello corredato da indicatore visivo per la sostituzione.

In ambito genovese la Sorveglianza Sanitaria è attuata in tutti gli ambiti territoriali di competenza conformemente al piano sanitario definito dal Medico Competente Coordinatore. Inoltre e per il personale interessato è stato anche avviato l'iter per la verifica assenza di assunzione sostanze psicotrope.

In Iren Emilia e Iren Ambiente prosegue l'implementazione del sistema di gestione per la sicurezza in linea con la ISO 18001, Legge 231 e con le linee guida INAIL, in un contesto nel quale comunque già i sistemi di gestione per la qualità ed ambientali implementati hanno già in gran parte affrontato anche le principali tematiche della sicurezza correlate e definito procedure ed apposita documentazione di lavoro che ottemperano anche i requisiti per la sicurezza e la salute dei lavoratori. E' in corso un confronto con le Asl emiliane sulle attività di pronto intervento nei cantieri temporanei e mobili al fine di arrivare a regole condivise che nel rispetto della normativa siano un'effettiva crescita della sicurezza e non un appesantimento burocratico.

AMBIENTE

Il Gruppo IREN svolge le attività inerenti i propri settori e le proprie linee di business, con particolare attenzione alla salvaguardia dell'ambiente. Le metodologie di lavoro utilizzate prevedono l'attenzione ai principi di qualità e tutela ambientale, all'uso razionale delle risorse naturali e al completo rispetto delle normative vigenti.

Al fine di assicurare un percorso di crescita aziendale sostenibile e improntato al principio del miglioramento continuo, sono state impegnate risorse:

- nello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico) o assimilabili alle rinnovabili (cogenerazione) e nella promozione del teleriscaldamento quale fornitura di energia termica a minor impatto ambientale, nonché nell'adozione delle migliori tecnologie impiantistiche disponibili sul mercato, per garantire il minor impatto ambientale;
- nel miglioramento dell'utilizzo delle risorse idriche, sia in termini di prelievo e impiego, che di rilascio e scarico;
- nella corretta gestione degli adempimenti riguardanti la problematica rifiuti speciali, per le fasi legate alla produzione, allo stoccaggio, al trasporto e allo smaltimento/recupero finale;
- alla diffusione delle informazioni riguardanti gli impatti delle attività aziendali verso l'ambiente esterno, attraverso specifiche pubblicazioni quali il Bilancio di Sostenibilità, le Dichiarazioni Ambientali, etc.

Dal punto di vista gestionale, per garantire il minor impatto ambientale delle attività del Gruppo, è stata data particolare rilevanza:

- al mantenimento dei sistemi di certificazione su base volontaria per quanto concerne i sistemi di gestione ambientale certificati ai sensi della norma UNI EN ISO 14001:2004 ed EMAS;
- al monitoraggio delle prestazioni ambientali delle attività attraverso l'uso di opportuni indicatori per ogni aspetto ambientale significativo;

- al controllo analitico degli impatti verso l'ambiente esterno, in particolare per quanto concerne le emissioni in atmosfera, la qualità dell'aria, gli scarichi idrici, le emissioni acustiche ed i campi elettromagnetici odori e biodiversità;
- all'effettuazione di audit specifici interni finalizzati alla verifica della corretta gestione delle problematiche ambientali degli impianti aziendali;
- all'ottemperanza degli adempimenti amministrativi, in particolare per quanto concerne i monitoraggi e i controlli connessi alle Autorizzazioni Integrate Ambientali (Direttiva I.P.P.C.) e all'emissione dei gas ad effetto serra (Emission Trading System), per gli impianti soggetti;
- al continuo coinvolgimento del personale aziendale, attraverso l'effettuazione di specifici corsi di formazione pianificati con cadenza annuale, alle tematiche di carattere ambientale e alle migliori pratiche di gestione degli impianti per garantire il minor impatto ambientale;
- all'implementazione, nei vari siti del Gruppo Iren, del nuovo sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti, denominato SISTRI, istituito dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, per garantire il passaggio, attraverso soluzioni tecnologiche avanzate, ad una gestione innovativa e più efficiente dell'intera filiera dei rifiuti.



IREN E LA SOSTENIBILITÀ

Crescere in modo sostenibile per generare valore per gli stakeholder, conciliando obiettivi economici, sociali e ambientali costituisce un traguardo fondamentale per il Gruppo Iren.

Il nuovo Gruppo, che nasce proprio dalla visione dei soci di costruire una moderna impresa in grado di produrre ricchezza tutelando l'ambiente e rispettando le aspettative degli stakeholder, prosegue la strada intrapresa in merito alla sostenibilità in quanto la crescita è pianificata ed attuata nel rispetto dei principi della Corporate Social Responsibility (CSR).

Le politiche del Gruppo sono coerenti con i principi fondamentali della sostenibilità ambientale, sociale ed economica: il rispetto e la tutela del territorio, l'attenzione e la valorizzazione dei dipendenti, la soddisfazione dei clienti, il dialogo costante con la comunità e la Pubblica Amministrazione, il monitoraggio della catena di fornitura, la comunicazione trasparente con gli azionisti e i finanziatori.

Per comunicare ai propri stakeholder azioni, risultati e obiettivi in materia di responsabilità sociale, il Gruppo Iren pubblica annualmente il bilancio di sostenibilità.

Il documento rappresenta infatti uno strumento che fornisce una rappresentazione dei valori, delle strategie e delle relazioni qualitative e quantitative con i principali stakeholder. Costituisce inoltre uno strumento di gestione delle performance aziendali, in grado di monitorare i risultati e di individuare gli obiettivi per il futuro in materia di responsabilità sociale d'impresa, in coerenza con il principio del miglioramento continuo.

Il Gruppo Iren predispone il Bilancio di Sostenibilità secondo i "Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utility Sector Supplement" elaborati dal Global Reporting Initiative (GRI) nel 2009; inoltre sono tenuti in considerazione i "Principi di redazione del Bilancio Sociale" elaborati dal Gruppo di Studio per il Bilancio Sociale (GBS), come riferimento per la predisposizione del prospetto di determinazione e riparto del Valore Aggiunto.

Il documento è sottoposto alla revisione limitata secondo i criteri emanati dall'International Auditing and Assurance Standards Board.

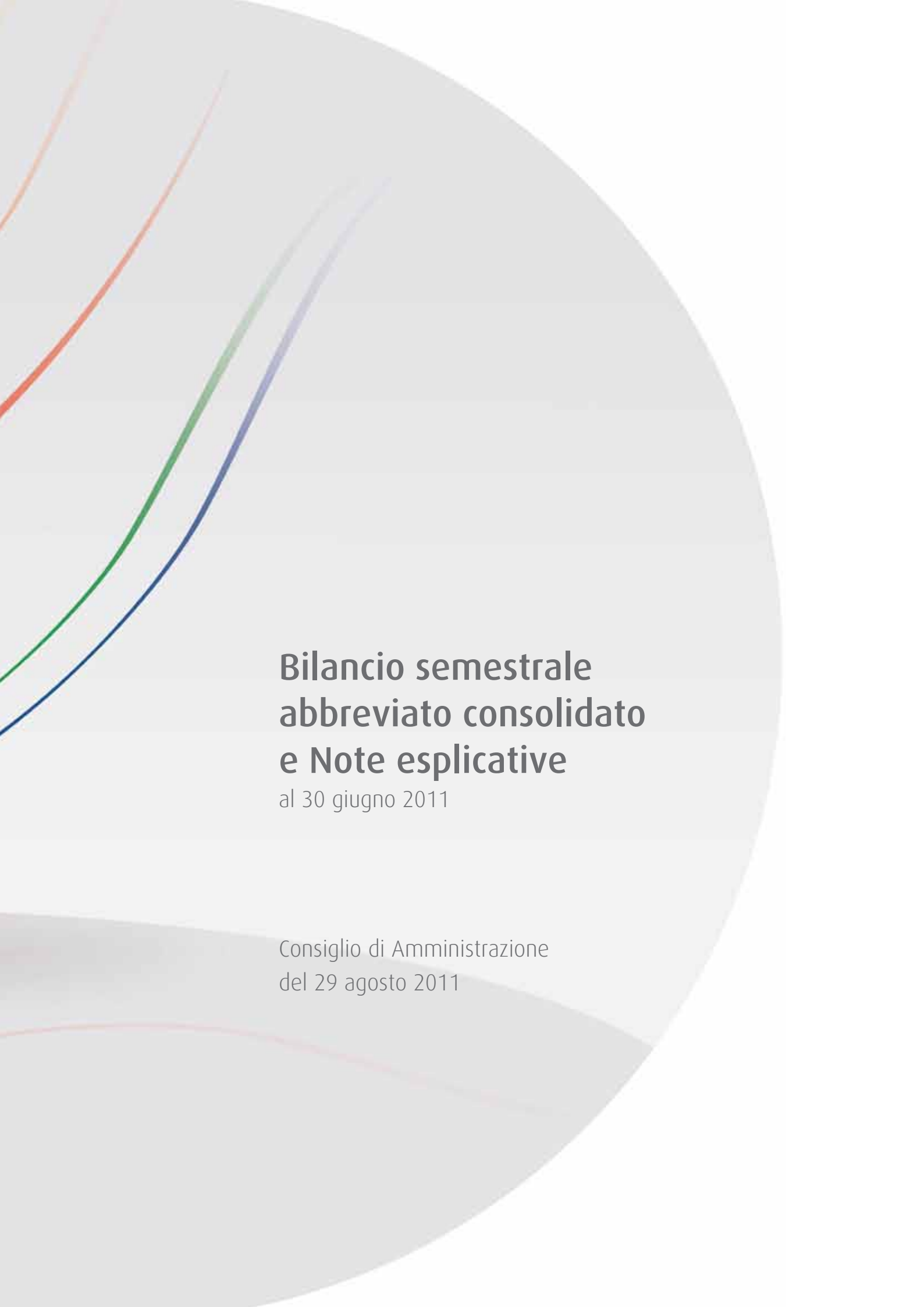
Attualmente è in corso la redazione del primo Bilancio di Sostenibilità del Gruppo Iren.





Iren S.p.A.

Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia
Capitale sociale interamente versato euro 1.276.225.677,00
Registro Imprese di Reggio Emilia n. 07129470014
Codice Fiscale e partita IVA n. 07129470014



Bilancio semestrale abbreviato consolidato e Note esplicative

al 30 giugno 2011

Consiglio di Amministrazione
del 29 agosto 2011

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

Attivo	Note	migliaia di euro			
		30.06.2011	di cui parti correlate	31.12.2010	di cui parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività materiali	(1)	2.746.332		2.642.531	
Investimenti immobiliari	(2)	2.651		2.687	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.202.877		1.168.458	
Avviamento	(4)	132.117		132.117	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	321.613		324.106	
Altre partecipazioni	(6)	295.466		296.249	
Attività finanziarie non correnti	(7)	72.666	66.596	88.388	82.361
Altre attività non correnti	(8)	24.406		29.463	
Attività per imposte anticipate	(9)	133.579		134.046	
Totale attività non correnti		4.931.707		4.818.045	
Rimanenze	(10)	47.870		45.227	
Crediti commerciali	(11)	1.112.318	166.122	1.115.235	168.367
Crediti per imposte correnti	(12)	13.320		5.755	
Crediti vari e altre attività correnti	(13)	229.238	1.741	209.504	2.081
Attività finanziarie correnti	(14)	412.501	394.952	377.281	367.728
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(15)	67.225		144.548	
Totale attività correnti		1.882.472		1.897.550	
Attività destinate ad essere cedute	(16)	25.573		77.857	569
TOTALE ATTIVITÀ		6.839.752		6.793.452	

migliaia di euro					
PASSIVO	Note	30.06.2011	di cui parti correlate	31.12.2010	di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo					
Capitale sociale		1.276.226		1.276.226	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		474.103		432.700	
Risultato netto del periodo		96.298		143.104	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		1.846.627		1.852.030	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		208.673		229.590	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(17)	2.055.300		2.081.620	
PASSIVITÀ					
Passività finanziarie non correnti	(18)	1.849.516		1.829.263	
Benefici ai dipendenti	(19)	93.778		94.327	
Fondi per rischi ed oneri	(20)	207.875		195.133	
Passività per imposte differite	(21)	107.917		106.806	
Debiti vari e altre passività non correnti	(22)	147.873		148.383	
Totale passività non correnti		2.406.959		2.373.912	
Passività finanziarie correnti	(23)	1.265.728	17.617	1.041.103	3.628
Debiti commerciali	(24)	759.081	76.997	955.677	175.561
Debiti vari e altre passività correnti	(25)	225.527	266	270.444	3.387
Debiti per imposte correnti	(26)	80.204		12.560	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(27)	42.220		35.807	
Totale passività correnti		2.372.760		2.315.591	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(28)	4.733		22.329	
TOTALE PASSIVITÀ		4.784.452		4.711.832	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		6.839.752		6.793.452	

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

		migliaia di euro			
	Note	Primo Semestre 2011	di cui parti correlate	Primo Semestre 2010	di cui parti correlate
RICAVI					
Ricavi per beni e servizi	(29)	1.584.039	122.433	1.091.849	146.907
Variazione dei lavori in corso	(30)	252		449	285
Altri proventi	(31)	101.805	10.002	93.937	7.038
Totale ricavi		1.686.096		1.186.235	
COSTI OPERATIVI					
Costi materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(32)	(762.586)	(277.425)	(616.298)	(280.248)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(33)	(441.257)	(53.839)	(258.523)	(58.507)
Oneri diversi di gestione	(34)	(38.535)	(2.493)	(28.027)	
Costi per lavori interni capitalizzati	(35)	14.085		7.335	
Costo del personale	(36)	(131.240)		(73.983)	
Totale costi operativi		(1.359.533)		(969.496)	
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)		326.563		216.739	
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI					
Ammortamenti	(37)	(98.087)		(59.109)	
Accantonamenti e svalutazioni	(38)	(34.318)	(275)	(23.451)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(132.405)		(82.560)	
RISULTATO OPERATIVO (EBIT)		194.158		134.179	
GESTIONE FINANZIARIA					
Proventi finanziari	(39)	11.883	4.600	5.305	3.061
Oneri finanziari		(43.467)	(35)	(29.360)	
Totale gestione finanziaria		(31.584)		(24.055)	
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(40)	8.803		5.499	
Rettifica di valore di partecipazioni	(41)	(381)		(33)	
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		170.996		115.590	
Imposte sul reddito	(42)	(72.259)		(43.275)	
RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITÀ IN CONTINUITÀ		98.737		72.315	
Risultato netto da attività operative cessate	(43)	866		829	
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		99.603		73.144	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		96.298		70.534	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(44)	3.305		2.610	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(45)				
- base (euro)		0,08		0,08	
- diluito (euro)		0,08		0,08	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		migliaia di euro	
	Note	Primo Semestre 2011	Primo Semestre 2010
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		99.603	73.144
Altre componenti di conto economico complessivo	(46)		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		10.556	(16.163)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		(497)	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto		188	2.641
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		(3.229)	4.174
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)		7.018	(9.348)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)		106.621	63.796
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		103.236	61.317
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi		3.385	2.479

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrap. Emissione azioni	Riserva legale	Riserva copertura flussi finanziari
31/12/2009	832.042	105.102	20.258	(15.074)
Riserva legale			3.604	
Dividendi agli azionisti				
Acquisizione quote di minoranza e aumento capitale controllata				
Aumento capitale società controllate				
Utile complessivo rilevato nel periodo				(9.217)
di cui:				
- Utile netto del periodo				
- Altre componenti di Conto Economico complessivo				(9.217)
30/06/2010	832.042	105.102	23.862	(24.291)
31/12/2010	1.276.226	105.102	23.862	(17.029)
Riserva legale			5.134	
Dividendi agli azionisti				
Utili portati a nuovo				
Cambio interessenze				
Variazione area di consolidamento				
Altri movimenti				
Utile complessivo rilevato nel periodo				7.266
di cui:				
- Utile netto del periodo				
- Altre componenti di Conto Economico complessivo				7.266
30/06/2011	1.276.226	105.102	28.996	(9.763)

migliaia di euro

Riserva Available for Sale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Utile d'esercizio	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
-	302.659	412.945	6.397	1.251.384	135.219	1.386.603
		3.604	(3.604)	-		-
	(67.931)	(67.931)	(2.793)	(70.724)	(2.109)	(72.833)
	15.830	15.830	-	15.830	(15.676)	154
		-		-	182	182
		(9.217)	70.534	61.317	2.479	63.796
			70.534	70.534	2.610	73.144
-		(9.217)		(9.217)	(131)	(9.348)
-	250.558	355.231	70.534	1.257.807	120.095	1.377.902
(8.119)	328.884	432.700	143.104	1.852.030	229.590	2.081.620
		5.134	(5.134)	-		-
	(10.975)	(10.975)	(97.504)	(108.479)	(12.818)	(121.297)
	40.466	40.466	(40.466)	-		-
	(109)	(109)		(109)	109	-
		-		-	(11.592)	(11.592)
	(51)	(51)		(51)	(1)	(52)
(328)		6.938	96.298	103.236	3.385	106.621
			96.298	96.298	3.305	99.603
(328)		6.938		6.938	80	7.018
(8.447)	358.215	474.103	96.298	1.846.627	208.673	2.055.300

RENDICONTO FINANZIARIO

migliaia di euro

	Primo Semestre 2011	Primo Semestre 2010
A. Disponibilità liquide iniziali	144.112	40.373
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	99.603	73.144
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	98.087	59.109
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(549)	(1.707)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	22.508	15.714
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(892)	-
Variazione imposte anticipate e differite	(1.650)	(1.918)
Variazione altre attività/passività non correnti	4.547	2.633
Dividendi ricevuti	(3)	(4)
Quota del risultato di collegate	(8.803)	(5.499)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	690	33
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	213.538	141.505
Variazione rimanenze	(2.643)	1.302
Variazione crediti commerciali	2.917	18.227
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(27.300)	(48.709)
Variazione debiti commerciali	(196.595)	(38.468)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	22.727	25.583
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(200.894)	(42.065)
D. Cash flow operativo (B+C)	12.644	99.440
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(242.938)	(163.268)
Investimenti in attività finanziarie	(38)	(7.717)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	6.427	5.300
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	21.955	-
Dividendi ricevuti	10.143	9.336
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(204.451)	(156.349)
F. Free cash flow (D+E)	(191.807)	(56.909)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(121.297)	(72.833)
Altre variazioni di Patrimonio netto	(52)	337
Nuovi finanziamenti a lungo termine	100.000	-
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(55.973)	(35.394)
Variazione crediti finanziari	(19.165)	(40.685)
Variazione debiti finanziari	211.407	202.190
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	114.920	53.615
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(76.887)	(3.294)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	67.225	37.079

NOTE ESPLICATIVE

PREMESSA

Iren S.p.A. è una società di diritto italiano, multiutility quotata alla Borsa Italiana, nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra Iride ed Enia.

I settori di attività nei quali il Gruppo Iren opera sono:

- Generazione Elettrica e Calore (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, produzione da Fonti rinnovabili);
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore);
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, reti di distribuzione del gas, reti di teleriscaldamento, impianti di rigassificazione LNG);
- Servizio Idrico Integrato (vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura);
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti);
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service ed altri minori).

Nell'apposito paragrafo X, Informativa per settori di attività, sono presentate le informazioni richieste dall'IFRS 8.

Iren S.p.A. è strutturata sul modello di una holding industriale con sede legale e direzionale a Reggio Emilia e sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino, e società responsabili delle singole linee di business.

Nel confronto tra le grandezze economiche e finanziarie presentati negli schemi di Bilancio al 30 giugno 2010 e al 30 giugno 2011 è necessario considerare che i primi si riferiscono solo al Gruppo Iride e non sono comprensivi dell'apporto del Gruppo Enia.

Nella relazione sulla gestione sono presentati i dati pro forma ed i relativi criteri di predisposizione.

Al fine di rendere omogenei i bilanci dei due Gruppi sono state necessarie delle riclassifiche al prospetto di conto economico al 30 giugno 2010. Le riclassifiche principali sono descritte nelle note al bilancio.

Relativamente al prospetto del rendiconto finanziario si segnala che le principali variazioni apportate ai dati comparativi riguardano la voce dividendi ricevuti, che è stata portata a riduzione del cash flow operativo e in aumento del flusso finanziario da attività di investimento, e la classificazione patrimoniale della stima delle imposte del semestre, che ora trova esposizione tra i debiti per imposte correnti.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato della società al 30 giugno 2011 comprende i bilanci della Società e delle sue controllate (unitamente, il "Gruppo" e, singolarmente, le "entità del Gruppo") e la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e imprese a controllo congiunto.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO CONSOLIDATO

La Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Iren al 30 giugno 2011 è stata predisposta ai sensi dell'art. 154-ter, comma 2 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 così come modificato dal Decreto Legislativo n. 195 del 6 novembre 2007.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011 è stato predisposto in accordo con lo IAS 34 - Bilanci intermedi. Tale bilancio semestrale abbreviato non comprende pertanto tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet www.gruppoiren.it.

Gli schemi di bilancio adottati dal Gruppo Iren sono gli stessi applicati nella predisposizione del bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010.

Si specifica che i prospetti contabili delle società consolidate sono redatti alla data del semestre di riferimento. Il presente bilancio semestrale abbreviato consolidato è espresso in euro, moneta funzionale della società. Tutti gli importi espressi in euro sono stati arrotondati alle migliaia.

I principi contabili adottati per la redazione del presente bilancio semestrale abbreviato consolidato sono gli stessi rispetto a quelli adottati per la redazione del bilancio consolidato annuale per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione. Nel presente bilancio semestrale abbreviato consolidato è stato inoltre applicato il seguente principio contabile la cui adozione è avvenuta dal 1° gennaio 2011:

- Revisione dello IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*: la modifica prevede la facoltà per le società controllate o sottoposte a influenza notevole da parte di enti governativi di fornire un'informativa più sintetica per le transazioni avvenute con tali enti e con altre società anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte degli stessi. La nuova versione dello IAS 24, inoltre, ha apportato una modifica alla definizione di parti correlate rilevante ai fini dell'informativa fornita nelle note di commento. L'adozione di tale modifica non produce alcun effetto dal punto di vista della valutazione delle poste di bilancio ed ha effetti limitati sull'informativa dei rapporti verso parti correlate fornita nella relazione finanziaria semestrale 2011.

I seguenti emendamenti, *improvement* ed interpretazioni, efficaci dal 1° gennaio 2011, disciplinano fattispecie e casistiche non presenti all'interno del Gruppo alla data del presente bilancio semestrale abbreviato consolidato:

- Emendamento allo IAS 32 - *Strumenti finanziari: Presentazione: Classificazione dei diritti emessi*;
- Emendamento all'IFRIC 14 - *Versamenti anticipati a fronte di una clausola di contribuzione minima dovuta*;
- IFRIC 19 - *Estinzione di una passività attraverso emissione di strumenti di capitale*;
- *Improvement* agli IAS/IFRS (2010).

UTILIZZO DI VALORI STIMATI

Nell'ambito della redazione del bilancio semestrale abbreviato in conformità agli IFRS le stime e le relative assunzioni si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e sono state adottate per definire il valore contabile delle attività e delle passività a cui si riferiscono. I risultati a posteriori che derivano dal verificarsi degli eventi potrebbero differire da tali stime. Le stime sono state utilizzate per rilevare la competenza di alcuni ricavi di vendita, accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino, per gli ammortamenti e per le svalutazioni di attività, benefici ai dipendenti, per la determinazione del *fair value* degli strumenti derivati e delle attività finanziarie disponibili per la vendita, imposte e altri accantonamenti ai fondi rischi. Tali stime e ipotesi sono riviste regolarmente. Le eventuali variazioni derivanti dalla revisione delle stime contabili sono rilevate nel periodo in cui la revisione viene effettuata qualora la stessa interessi solo quel periodo. Nel caso in cui la revisione interessi periodi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nel periodo in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

Si segnala, inoltre che taluni processi valutativi, in particolare quelli più complessi quali la determinazione di eventuali perdite di valore di attività non correnti, sono generalmente effettuati in modo completo solo in redazione del bilancio annuale, allorquando sono disponibili tutte le informazioni eventualmente necessarie, salvo i casi in cui vi siano indicatori di impairment che richiedano un'immediata valutazione di eventuali perdite di valore.

Conformemente allo IAS 36, nel corso del primo semestre 2011 il Gruppo ha condotto un aggiornamento delle analisi di impairment test con lo scopo di verificare l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti, ai *tangible asset* ed alla recuperabilità del valore delle proprie partecipazioni.

Le note esplicative presentate nel seguito evidenziano il risultato di tale processo che ha comportato la svalutazione per 380 migliaia di euro della partecipazione detenuta in Sarmato Energia.

Analogamente, le valutazioni attuariali necessarie per la determinazione dei Fondi per i benefici ai dipendenti vengono normalmente elaborate in occasione della predisposizione del bilancio annuale.

STAGIONALITÀ

Si segnala inoltre che i risultati del Gruppo Iren riflettono la stagionalità dei principali settori in cui opera che sono influenzati soprattutto dall'andamento climatico, conseguentemente non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.

II. VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO RISPETTO AL 31 DICEMBRE 2010

Le modifiche del primo semestre 2011 relative all'area di consolidamento del Gruppo Iren hanno riguardato:

- l'uscita dal perimetro di consolidamento della società Aquamet per effetto del perfezionamento della cessione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo, pari al 60% del capitale sociale. Al 31 dicembre 2010 le attività e le passività di Aquamet erano esposte tra le attività destinate ad essere cedute e tra le passività correlate ad attività destinate ad essere cedute. La cessione ha avuto un effetto non significativo sul patrimonio netto di gruppo, mentre ha comportato una riduzione di circa 11.592 migliaia di euro sul patrimonio netto di terzi;
- la variazione della percentuale di possesso della società consolidata integralmente Laboratori Iren Acqua Gas che passa dal 73,13% al 90,89% per effetto dell'aumento di capitale sociale riservato a Iren Acqua Gas S.p.A. sottoscritto mediante il conferimento in natura del ramo d'azienda dei laboratori in precedenza ricompreso nella Società Iren Acqua Gas S.p.A..

III. RISK MANAGEMENT

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della corporate governance di una Società quotata e il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo è in corso di implementazione ed adattamento alla realtà Iren. Il modello contiene l'approccio metodologico alla identificazione, valutazione e gestione integrata dei rischi del Gruppo.

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

- Rischi Finanziari (tasso di interesse, tasso di cambio, spread);
- Rischi di Credito;
- Rischi Energetici (fattori di rischio riconducibili a mercati energetici e/o finanziari quali variabili di mercato o scelte di pricing);
- Rischi Operativi (fattori di rischio riconducibili alla proprietà degli assets, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure ed ai flussi informativi, all'immagine aziendale);

sono state definite specifiche "policy", con l'obiettivo primario di esplicitare le linee guida strategiche, i principi organizzativo/gestionali, i macro processi e le tecniche necessarie alla gestione attiva dei relativi rischi.

Il modello disciplina altresì il ruolo dei vari soggetti coinvolti nel processo di gestione dei rischi, che fa capo al Consiglio di Amministrazione del Gruppo, prevedendo l'istituzione di un Comitato Rischi di Gruppo e specifiche Commissioni Rischi, con compiti più operativi relativamente a specifiche modalità di gestione per ciascuna delle tipologie di rischio.

Nell'ambito del Gruppo Iren è stata costituita la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

- coordinamento del processo di gestione integrata dei rischi di Gruppo;
- stipula e gestione delle polizze assicurative, con la collaborazione della funzione Legale.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi del Gruppo.

1. RISCHI FINANZIARI

L'attività del Gruppo Iren è esposta a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali rischi di liquidità, rischi di cambio e rischi di variazione nei tassi di interesse. Al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, in un'ottica non speculativa, il Gruppo utilizza specifici contratti di copertura, mentre non vengono utilizzati né detenuti strumenti derivati per puro scopo di negoziazione.

A) RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari in Iren, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti di Iren di tutti gli incassi e pagamenti, consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragruppo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragruppo. Altre società partecipate hanno una gestione finanziaria autonoma, nel rispetto delle linee guida fornite dalla Capogruppo.

Il modello di cash-pooling prevede l'azzeramento giornaliero dei conti di tutte le società attraverso un sistema di netting che provvede al trasferimento dei saldi dei movimenti per valuta sui conti della Capogruppo.

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari. Al 30 giugno gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 941 milioni.

I flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle passività finanziarie e le condizioni contrattuali dei finanziamenti in essere risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto riportato nel Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010 al paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "V. Risk Management".

Attraverso i rapporti che Iren intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Nel mese di giugno 2011 è stato perfezionato ed utilizzato un nuovo finanziamento a medio termine per 100 milioni di euro con Cassa Depositi e Prestiti. Nel mese di luglio 2011 sono stati poi perfezionati ed utilizzati due nuovi finanziamenti bancari a medio termine per 100 milioni di euro con Mediobanca e per 150 milioni di euro con Unicredit. Nell'ambito del Gruppo, la società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del primo semestre 2011 nuovi finanziamenti dai soci Iren Mercato (finanziata da Iren nell'ambito della finanza accentrata di gruppo) ed E.On in quote paritarie e per complessivi 35 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 506 milioni di euro al 30 giugno 2011.

Si evidenzia che al 30.06.2011 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 25% a tasso fisso e per il 75% a tasso variabile.

In merito al rischio di liquidità che potenzialmente deriva dalle clausole contrattuali che legittimano le controparti a ritirare il finanziamento al verificarsi di determinati eventi (rischio *default* e *covenants*), si segnala che le clausole inserite nei contratti di finanziamento che fanno capo a Iren non presentano elementi di criticità.

Per alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di Iren è previsto l'impegno a rispettare indici finanziari (*covenants* finanziari quali Debito/EBITDA, EBITDA/Oneri finanziari), la verifica è annuale, i livelli sono stati definiti con adeguati criteri di prudenza e risultano soddisfatti. Sono inoltre previsti altri impegni quali la clausola di *Change of Control*, che prevede il mantenimento del controllo del Gruppo Iren da parte degli Enti Locali in modo diretto o indiretto, clausole di *Negative Pledges*, per effetto delle quali la società si impegna a non costituire garanzie reali oltre un limite specificato, e la clausola *Pari Passu* che riserva alle banche finanziatrici un trattamento paritario rispetto a quello spettante agli altri creditori non garantiti.

Anche i contratti di finanziamento a medio lungo termine di alcune società del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari (Posizione Finanziaria Netta/EBITDA, Posizione Finanziaria Netta/Patrimonio Netto) che risultano soddisfatti.

B) RISCHIO DI CAMBIO

Fatta eccezione per quanto riportato nell'ambito del rischio energetico, il Gruppo Iren non è particolarmente esposto al rischio di cambio.

C) RISCHIO TASSI DI INTERESSE

Il Gruppo Iren è esposto alle fluttuazioni dei tassi d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. La strategia del Gruppo Iren è quella di limitare l'esposizione al rischio di crescita del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto.

Con un'ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato *standing* creditizio, appositi contratti (*swap* e *collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura dei flussi finanziari (*cash flow hedge*). Alla data del 30 giugno 2011, salvo alcune posizioni marginali, tutti i contratti stipulati, volti a limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse, sono stati classificati come *cash flow hedge*, in quanto soddisfano i requisiti per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2011 è negativo per 12.930 migliaia di euro.

I contratti di copertura stipulati, congiuntamente con i finanziamenti a tasso fisso, permettono di coprire dal rischio di crescita dei tassi di interesse circa il 56% dell'indebitamento finanziario netto, in linea con l'obiettivo del gruppo Iren di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo, essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale, non presenta una particolare concentrazione essendo suddiviso su un largo numero di controparti quali clientela retail, business ed enti pubblici.

I fattori di rischio relativi ai crediti commerciali sono riconducibili al rischio di aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvibilità ed al rischio di aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali.

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite metodologie per il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione, l'affidamento di crediti di clienti cessati a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti relativi ai servizi erogati con l'introduzione di nuove modalità di recupero.

La politica di gestione dei crediti commerciali e gli strumenti di valutazione del merito creditizio, nonché le attività di monitoraggio e recupero, sono differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela ed alle fasce dimensionali di consumo.

Nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio, nuovi strumenti volti all'acquisizione d'informazioni commerciali e delle esperienze di pagamento dei clienti, alla gestione operativa del recupero del credito scaduto, facendo ricorso all'*outsourcing* delle attività di sollecito telefonico per alcuni segmenti di clientela. Il Gruppo ha avviato e sta completando il progetto "contatori elettronici" con lo scopo di migliorare la tempestività dei distacchi e comprimerne i costi.

Il rischio di credito è coperto, per alcune tipologie di clienti business, con opportune forme di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta emesse da soggetti di primario *standing* creditizio.

Per altre tipologie di servizio (quali idrico, gas naturale, energia elettrica maggior tutela), in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale fruttifero, che deve essere rimborsato qualora il cliente utilizzi come modalità di pagamento la domiciliazione bancaria/postale con l'addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti, ed in linea con gli standard di mercato; in caso di mancato pagamento si procede con l'addebito degli interessi di mora nella misura indicata nei contratti di somministrazione e stabiliti dalla vigente normativa.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono in maniera accurata i rischi di credito effettivi attraverso la mirata quantificazione dell'accantonamento che prevede l'estrazione dalla banca dati dei singoli importi componenti il credito da esigere e la loro analisi, in relazione soprattutto all'anzianità, nonché al confronto con i dati storici delle perdite su crediti ed alla determinazione del tasso medio di morosità.

In relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra la controllata Iride Servizi ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla nota di commento 7_Actività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, ivi compreso il relativo rischio cambio, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, carbone, ecc. dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity energetiche direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione.

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare la necessità di fare ricorso ai mercati finanziari per coperture, sia mediante l'allineamento delle indicizzazioni delle commodity in acquisto e in vendita sia attraverso lo sfruttamento verticale e orizzontale delle varie filiere di business.

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo e dell'acquisto di energia, con l'obiettivo di bilanciare autoproduzione e fornitura di energia dal mercato rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo.

A dicembre 2010, a copertura del portafoglio energetico del 2011, sono state stipulate due operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1 TWh e una operazione di derivato su cambio (Average Rate Forward) per 142.777 mila USD. Nel corso del primo semestre 2011 sono poi state eseguite due ulteriori operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per complessivi 91.000 mila USD a copertura dell'ultimo trimestre 2011.

Per l'anno 2011 il Gruppo Iren ha inoltre stipulato contratti relativi all'Energia Elettrica sul lato acquisto per 166 GWh con la società Tirreno Power. La stipula di tali contratti, regolati in modo differenziale, serve a garantire le parti contraenti dal rischio di un'eccessiva volatilità del prezzo dell'energia elettrica e non comportano scambio di energia.

Il Fair Value dei contratti sopra descritti e in essere al 30 giugno 2011 è complessivamente negativo e pari a 1.651 mila euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato è stata avviata un'attività di Trading che prevede negoziazioni di contratti fisici e finanziari sul mercato elettrico e di contratti finanziari direttamente sulle commodities sottostanti. I contratti possono essere riferiti a diversi indici (PUN, ITEC, Itmix, BINE); sono comprese anche negoziazioni su IDEX.

I contratti che originano tale attività sono classificati in un apposito Portafoglio di Trading il cui fair value totale al 30 giugno 2011 è pari a -84 mila euro.

CONTABILIZZAZIONE STRUMENTI DERIVATI

Gli strumenti finanziari derivati sono valutati al fair value, determinato sulla base dei valori di mercato o, qualora non disponibili, secondo una tecnica di valutazione interna.

Il Gruppo pone in essere operazioni su strumenti derivati aventi esclusivamente finalità di copertura di specifici rischi di cambio, tasso o prezzo.

Ai fini della contabilizzazione degli strumenti derivati, all'interno di tali operazioni è necessario distinguere tra operazioni che rispettano tutti i requisiti richiesti dallo IAS 39 per essere contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting e operazioni che non rispettano tutti i suddetti requisiti.

Operazioni contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Tali operazioni includono:

- altre operazioni di fair value hedge: il derivato e lo strumento coperto sono iscritti nello stato patrimoniale al fair value e la variazione dei rispettivi fair value è contabilizzata direttamente a conto economico;
- operazioni di cash flow hedge: il derivato è iscritto in bilancio al fair value con contropartita una specifica riserva di patrimonio netto per la componente efficace della copertura e il conto economico per la componente inefficace; al momento della manifestazione dello strumento coperto l'importo sospeso a patrimonio netto viene riversato a conto economico.

La classificazione a conto economico del riversamento dell'importo sospeso a patrimonio netto e della componente inefficace avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante. Pertanto nel caso di strumenti derivati su commodity nel margine operativo lordo, mentre nel caso di copertura del rischio di tasso nei proventi ed oneri finanziari.

Operazioni non contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Il derivato è iscritto nello stato patrimoniale al fair value.

La variazione del fair value del derivato è iscritta a conto economico e la sua classificazione avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante:

- nel caso di strumenti derivati su commodity, nel margine operativo lordo; in particolare la componente realizzata è contabilizzata a rettifica della componente di costo o ricavo cui si riferisce e quella derivante dalla valutazione del derivato a fine periodo tra gli altri oneri o tra gli altri proventi;
- nel caso di copertura del rischio di tasso, nei proventi ed oneri finanziari.

In merito alla valutazione del derivato tra le partite patrimoniali finanziarie si segnala che il fair value del derivato è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a lungo termine se il relativo sottostante è una posta di medio / lungo termine, viceversa è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a breve termine se il sottostante si estingue entro il periodo di riferimento.

FAIR VALUE

Per ogni classe di attività e passività indicate a bilancio occorre riportare, oltre al valore contabile ed il relativo fair value anche i metodi e le principali assunzioni utilizzate per la sua determinazione. Il fair value viene determinato in misura pari alla sommatoria dei flussi finanziari futuri attesi connessi all'attività o passività comprensivi della relativa componente di onere o provento finanziario attualizzati con riferimento alla data di chiusura del bilancio. Il valore attuale dei flussi futuri è stato determinato applicando la curva dei tassi forward alla data di chiusura del periodo.

Al fine di fornire un'informativa quanto più possibile esaustiva è stato esposto anche il valore comparativo relativo al precedente esercizio.

	migliaia di euro			
	30-giu-2011		31-dic-2010	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Mutui quota non corrente e bond	(1.830.814)	(1.841.193)	(1.799.801)	(1.829.229)
Mutui quota corrente	(173.729)	(227.723)	(159.145)	(213.987)
Passività per contratti derivati di copertura	(15.169)	(15.169)	(26.065)	(26.065)
Attività per contratti derivati di copertura	2.239	2.239	1.989	1.989
Totale	(2.017.473)	(2.081.846)	(1.983.022)	(2.067.292)
(Perdita) / Utile non rilevato		(64.373)		(84.270)

Scala gerarchica del fair value

La tabella seguente illustra gli strumenti finanziari contabilizzati al fair value in base alla tecnica di valutazione utilizzata. I diversi livelli sono stati definiti come illustrato di seguito:

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi)
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili (dati non osservabili).

30 giugno 2011	migliaia di euro			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita			268.231	268.231
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				
Attività finanziarie derivate		9.628		9.628
Totale attività		9.628	268.231	277.859
Passività finanziarie derivate		(24.292)		(24.292)
Totale complessivo		(14.664)	268.231	253.567

31 dicembre 2010	migliaia di euro			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita		137	268.424	268.561
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		2.423		2.423
Totale attività	-	2.560	268.424	270.984
Passività finanziarie derivate		(29.349)		(29.349)
Totale complessivo	-	(26.789)	268.424	241.635

Tutti gli strumenti finanziari di copertura del Gruppo hanno *fair value* classificabile di livello 2, cioè misurato sulla base di tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri osservabili sul mercato (es. tassi di interesse, prezzi commodities), diversi dalle quotazioni dello strumento finanziario, o comunque che non richiedono un significativo aggiustamento basato su dati non osservabili sul mercato. Si segnala inoltre che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del *fair value*.

Nel livello 3, oltre alla società Sarmato Energia per un importo pari a 397 migliaia di euro, è ricompresa la partecipazione in Delmi, per un importo pari a 267.834 migliaia di euro il cui valore pur essendo essenzialmente basato sul Business Plan del Gruppo Edison (si veda la nota numero 6 ed i relativi commenti), riflette anche le trattative per la trasformazione della partecipazione in oggetto in asset industriali. In relazione a ciò non risulta applicabile e di conseguenza non viene presentata alcuna analisi di sensitività.

4. RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi non ricompresi negli ambiti precedenti che possono impattare sul conseguimento degli obiettivi operativi, vale a dire relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali inclusi i livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management, in corso di implementazione nell'ambito del Gruppo Iren anche sulla base dei modelli implementati nelle realtà ex Iride ed ex Eni, ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo di gestione che si articola nelle seguenti fasi:

- individuazione;
- stima;
- valutazione;
- trattamento;
- controllo;
- reporting.

Lo svolgimento di ciascuna delle fasi del processo avviene sulla base di standard e riferimenti definiti a livello di Gruppo.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei profili assicurativi di Gruppo nei principali filoni "property" e "liability".

A. RISCHI NORMATIVI E REGOLATORI

Il quadro normativo e regolatorio è soggetto a possibili variazioni nel tempo, costituendo pertanto una potenziale fonte di rischio. In merito esistono strutture interne al Gruppo Iren, dedicate al continuo monitoraggio della legislazione di riferimento al fine di valutarne e per quanto possibile mitigarne gli effetti.

B. RISCHI STRATEGICI

Il settore delle local utilities è in fase di forte evoluzione e consolidamento. Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con maggior decisione la pressione competitiva, cogliendo le occasioni di crescita aziendale esogena ed endogena che il nuovo scenario di mercato offre.

Il piano di sviluppo strategico del Gruppo Iren prevede l'effettuazione di considerevoli investimenti, dallo sviluppo in joint venture di importanti impianti di rigassificazione per la fornitura del gas, alla

realizzazione o al rinnovo degli impianti di cogenerazione per completare il piano di estensione del teleriscaldamento, al rinnovo del sistema degli impianti idroelettrici, al consolidamento della presenza nei settori della distribuzione di energia elettrica, del gas e nel settore idrico e nel settore ambientale. Da tutto ciò deriva un'esposizione del Gruppo a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario (ottenimento di autorizzazioni, applicazione di nuove tecnologie, rispetto delle marce commerciali, analisi della posizione competitiva, etc.), cui esso fa fronte attraverso processi e strutture dedicate, volti a presidiare tutte le fasi dalla valutazione, all'autorizzazione, alla realizzazione di tali progetti.

C. RISCHIO IMPIANTI

In relazione alla consistenza degli asset di produzione del Gruppo il rischio impianti viene gestito con l'approccio metodologico sopra descritto al fine di allocare correttamente le risorse in termini di azioni di controllo e prevenzione (manutenzione preventiva/predittiva, sistemi di controllo e supervisione, piani di emergenza e continuità, etc.).

Ad ulteriore tutela sono altresì operativi strumenti assicurativi opportunamente configurati in base alle singole realtà impiantistiche.

D. RISCHI INFORMATICI

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi "core" tra i quali l'interfacciamento con la borsa elettrica da parte della società Iren Mercato.

La Società è infatti uno dei primi operatori italiani sulla borsa elettrica ed eventuali indisponibilità accidentali del sistema stesso, potrebbero portare conseguenze economiche rilevanti, legate alla mancata presentazione di offerte di vendita e di acquisto dell'energia.

A mitigazione di tali rischi sono state predisposte specifiche misure, quali ridondanze di parti di sistema e debite procedure di emergenza ("Disaster recovery"), che periodicamente vengono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia.

GESTIONE DEL CAPITALE

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

IV. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Consiglio di Amministrazione di Iren, in data 30 novembre 2010, ha adottato il "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate", emanato in attuazione:

- a) delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all'art. 2391-bis del codice civile;
- b) delle disposizioni di cui all'art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il "TUF");
- c) del regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 ("Regolamento Consob").

Il "Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate", che si applica a far data dal 1° gennaio 2011, è pubblicato sul sito Iren (www.gruppoiren.it) e, in sintesi, prevede:

- a) l'individuazione delle parti correlate;
- b) cosa si intende per operazione con parte correlata;
- c) operazioni di importo esiguo;
- d) operazioni di minore rilevanza e relativa procedura;
- e) operazioni di maggiore rilevanza e relativa procedura;
- f) casi di esclusione;
- g) costituzione del Comitato per le operazioni con parti correlate;
- h) operazioni di competenza assembleare;
- i) modifiche allo statuto da sottoporre all'assemblea straordinaria dei soci di Iren;
- j) forme di pubblicità.

La Società e le Società dalla stessa controllate basano i rapporti con parti correlate su principi di trasparenza e correttezza. Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore, servizi tecnologici in genere, ecc.), e sono regolati dai contratti normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono regolati da specifici contratti, le cui condizioni sono fissate sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, si definiscono i diversi profili mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

RAPPORTI CON SOCIETÀ CONTROLLATE E COLLEGATE

Services Intercompany - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra IRIDE ed Enìa, la configurazione di Iren è stata disegnata sul modello di una Holding, dotata di strutture di staff adeguate a sostenere l'attività di coordinamento del Gruppo, e ad affrontare le più rilevanti problematiche di interesse generale. Pertanto Iren è in grado di fornire prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Tutte le attività suddette sono regolate da appositi contratti di servizio improntati a condizioni di mercato.

Gestione finanziaria - Al fine di ottimizzare la struttura e le condizioni di accesso al finanziamento esterno sono state adottate soluzioni organizzative orientate ad una gestione finanziaria accentrata a livello di Gruppo, gestione svolta direttamente da Iren S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti a medio/lungo termine sono assunti nei confronti del sistema creditizio in capo ad Iren, con destinazione successiva dei fondi alle Società del Gruppo a sostegno degli investimenti realizzati dalle medesime Società, sulla base di contratti di finanziamento intercompany. È stata approvata la regolamentazione dei rapporti finanziari fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello, concernenti sia la gestione accentrata (cash pooling) delle risorse disponibili all'interno del Gruppo per il funzionamento quotidiano (circolante), sia la gestione delle risorse destinate a sostenere gli investimenti a medio / lungo termine. Le condizioni dei contratti intercompany, stipulati sulla base di tale regolamentazione, sono state definite sulla base delle condizioni alle quali la Capogruppo si approvvigiona sul mercato finanziario.

Consolidato fiscale - A partire dall'esercizio 2010 la società Iren S.p.A., ha optato per il regime fiscale del Consolidato domestico di cui agli artt. 117 e seguenti del nuovo TUIR. Detto regime consiste nella determinazione dell'IRES sulla base imponibile di Gruppo corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato opportunamente rettificato per le variazioni di consolidamento.

Dal 2010, tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iren S.p.A..

Il perimetro di consolidamento fiscale, dal 2011, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, CELPI, Iride Servizi, AEMNET, Iren Acqua Gas, Iren Mercato, Iren Energia, CAE AMGA Energia, AGA, AES Torino, Mediterranea delle Acque, Zeus, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, Enia Parma, Enia Piacenza, Enia Reggio Emilia, Eniatel, Tecnoborgo, Iren Ambiente e Iren Emilia, Genova Reti Gas.

In particolare, nel suddetto contratto vengono contemplate le modalità di trasferimento del reddito IRES, la remunerazione che ne consegue nonché gli effetti di eventuali interruzioni del suddetto regime o del mancato rinnovo dello stesso.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008), con effetto dal periodo d'imposta 2008, ha radicalmente modificato la disciplina della tassazione di gruppo, sopprimendo tutte le rettifiche di consolidamento previste dall'art. 122 TUIR, abrogando la disciplina relativa ai trasferimenti infragruppo di cui all'art. 123 TUIR e introducendo la possibilità, a determinate condizioni, di portare in deduzione del reddito del consolidato le eccedenze di interessi passivi eventualmente maturate in capo alle società partecipanti per effetto delle nuove disposizioni sulla deducibilità degli interessi passivi di cui all'art. 96 del TUIR. Per effetto delle modifiche normative sopra indicate, le parti hanno convenuto sulla necessità di aggiornare il Regolamento in vigore in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, salvaguardando i principi sopra enunciati.

A seguito dell'opzione per il consolidato fiscale domestico, a fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti. Nel Regolamento vengono inoltre evidenziati gli altri obblighi dei contraenti tra cui quello relativo

agli invii di flussi informativi da parte delle consolidate affinché la Consolidante riesca a determinare il Reddito complessivo di gruppo ai fini IRES.

In appositi paragrafi vengono indicate le conseguenze relative all'interruzione anticipata del consolidato, al mancato rinnovo ed alle responsabilità delle parti in caso di errori a loro imputabili ai sensi dell'articolo 127 comma 2 del TUIR.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Il gruppo Iren ha optato nell'anno 2011 per la Liquidazione IVA di Gruppo provvedendo all'invio dell'opzione entro i termini di legge.

Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2011, la liquidazione dell'IVA di Gruppo ha comportato il trasferimento in capo alla controllante Iren S.p.A. di tutti gli obblighi relativi alle liquidazioni ed ai versamenti periodici IVA.

Le società che hanno partecipato alla procedura di liquidazione sono, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., le seguenti: Iren Energia S.p.A., Iride Servizi S.p.A., Iren Acqua Gas S.p.A., Iren Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., AEM NET S.p.A., CAE AMGA Energia S.p.A., AES Torino S.p.A., CELPI, Genova Reti Gas, Nichelino Energia, Idrotigullio, Enia Reggio Emilia S.p.A., Enia Parma S.p.A., Enia Piacenza S.p.A., Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., Enia Solaris S.p.A..

ALTRE OPERAZIONI SIGNIFICATIVE CON SOCIETÀ COLLEGATE

Si segnala inoltre che nel 2011 è proseguita l'operatività di Iren Mercato tramite il contratto di fornitura gas con le società collegate Plurigas e Sinergie Italiane che ha consentito di servire, oltre al bacino genovese ed emiliano, anche alcune aziende commerciali facenti capo al Gruppo Iren.

Il Gruppo, tramite Iren Mercato, dispone inoltre, tramite contratti di Tolling, di una quota parte dell'energia derivante dalle centrali della collegata Edipower.

RAPPORTI CON I COMUNI SOCI-PARTI CORRELATE

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. (nei settori Legale, Amministrazione, Finanza, Fiscale), sulla base di specifici contratti che prevedono una adeguata remunerazione delle prestazioni.

In particolare è stato stipulato un accordo relativo all'affidamento a Iren S.p.A. da parte di FSU S.r.l. della gestione delle eccedenze temporanee di liquidità, attraverso l'attivazione di un conto corrente intercompany.

Si evidenziano, inoltre, i rapporti con gli Enti Locali nel cui territorio Iren opera anche attraverso le Società controllate.

Iren S.p.A., attraverso Iride Servizi, fornisce al Comune di Torino numerosi servizi a sostegno delle attività che il Comune svolge a favore della collettività amministrata; si tratta della gestione dei servizi di illuminazione pubblica e semaforici, della gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici di proprietà comunale o adibiti a servizi alla collettività, di global services ed analoghi. Le prestazioni svolte da Iride Servizi sono regolate da specifici contratti pluriennali. Relativamente a questi ultimi, sono intercorse trattative con il Comune di Torino per la modifica di alcune clausole contrattuali, tra cui quella relativa al corrispettivo afferente alle attività manutenzione ordinaria nei contratti in essere. Relativamente ai soli contratti per la gestione degli impianti termici ed elettrici, in scadenza al 31.12.2014, sono intercorse trattative per un nuovo affidamento sino al 31.12.2017. Così come previsto dal Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate, è stato investito l'apposito comitato di amministratori indipendenti che, previa qualificazione delle operazioni da concretizzare con il Comune di Torino come operazioni di minor rilevanza dato che il valore delle medesime non raggiungeva le soglie tali da qualificarle come di maggior rilevanza, con parere scritto in data 13 maggio 2011, si è espresso in senso favorevole sull'interesse della Società al compimento delle suddette operazioni, nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni. Di detto parere ne hanno preso atto sia il Consiglio di Amministrazione della controllante quotata Iren S.p.A., sia il Consiglio di Amministrazione della controllata Iride Servizi che ha incaricato il proprio organo delegato a perfezionare i relativi atti/contratti.

Iren Mercato assicura ai Comuni di Torino, Genova, Reggio Emilia, Parma e Piacenza forniture di energia elettrica ed al Comune di Genova, Reggio Emilia e Parma anche forniture di gas, alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante. La controllata di quest'ultima, CAE S.p.A., assicura al Comune di Genova, mediante contratti di durata pluriennale, prestazioni relative alla conduzione di impianti di climatizzazione presso edifici pubblici ed alla gestione degli impianti tecnologici presso strutture sportive e di servizio pubblico.

Iren Acqua Gas, attraverso la controllata Mediterranea delle Acque S.p.A., assicura agli uffici ed alle strutture del Comune di Genova ed in proprio al Comune di Reggio Emilia ed al Comune di Parma la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela.

Iren Emilia assicura

- a) al Comune di Reggio Emilia, al Comune di Parma ed al Comune di Piacenza la fornitura del servizio di raccolta e smaltimenti rifiuti urbani alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante;
- b) al Comune di Piacenza la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela;
- c) al Comune di Parma i servizi di gestione illuminazione pubblica;
- d) al Comune di Reggio Emilia i servizi di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve;
- e) al Comune di Piacenza i servizi cimiteriali, di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nel paragrafo "XI. Allegati al bilancio semestrale abbreviato" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI CON TOP MANAGERS

Da ultimo e per ciò che concerne i top managers, si segnala che:

- a) il Presidente di Iren S.p.A. (Ing. Bazzano) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Acqua Gas;
- b) l'Amministratore Delegato di Iren S.p.A. (Ing. Garbati) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Energia;
- c) il Direttore Generale di Iren S.p.A. (Dr. Viero) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Emilia e di Amministratore Delegato in Iren Ambiente.

L'interesse che tali Organi delegati hanno in operazioni fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello è dichiarato in occasione della loro approvazione da parte dei rispettivi Consigli di Amministrazione.

V. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

POLO AMBIENTALE INTEGRATO DI PARMA

Il 6 luglio 2011 il Comune di Parma ha notificato un'ordinanza di sospensione dei lavori, reiterata in data 24 agosto, ex art. 4 L.R. n. 23/2004 del costruendo termovalorizzatore, all'interno del Polo Ambientale Integrato di Parma, emessa in via cautelare in merito alla sussistenza del permesso di costruire nell'ambito del procedimento di V.I.A. Iren Ambiente, che sta conducendo i lavori di realizzazione dell'impianto dal settembre 2009, nella piena convinzione della legittimità del proprio operato, ha avviato tutte le azioni necessarie a tutelare la propria immagine, i propri interessi, anche in termini di danni economici, derivanti dal provvedimento di sospensione dei lavori.

DECRETO LEGGE 13 AGOSTO 2011 N. 138 - "ROBIN HOOD TAX"

Il Governo ha emanato in data 13 agosto 2011 il Decreto Legge n. 138 contenente "ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo". Tale Decreto include alcune disposizioni che interessano le utilities, tra cui di particolare rilievo quella che prevede l'aumento e l'estensione ad altri soggetti della cosiddetta "Robin Hood Tax".

La norma prevede infatti un aumento dell'addizionale Ires, fino ad oggi gravante solo sui soggetti che producono e commercializzano energia elettrica e gas, dal 6,5% al 10,5% per il triennio 2011-2013, ma soprattutto ha esteso l'applicazione dell'addizionale e del relativo aumento anche alle imprese che operano nel settore della trasmissione, del dispacciamento e della distribuzione dell'energia elettrica oltre che del trasporto e della distribuzione del gas naturale. Sono colpite dal prelievo anche le imprese che producono energia elettrica mediante l'impiego prevalente di biomasse e di fonte solare-fotovoltaica o eolica. La suddetta addizionale IRES si applica comunque solo alle società in cui i ricavi di tali settori sono prevalenti rispetto all'ammontare complessivo dei ricavi.

Si precisa che, nel caso in cui il decreto venisse convertito in legge senza modifiche, il tax rate effettivo di Gruppo relativo al consuntivo 2011, grazie ad una parziale compensazione tra il maggior onere per imposte correnti e l'effetto positivo dovuto al ricalcolo delle imposte anticipate, si stima, subirebbe un incremento compreso tra l'1,5% ed il 3% circa.

VI. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

EVENTI E OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel corso del primo semestre 2011 il Gruppo non ha posto in essere eventi e/o operazioni significative non ricorrenti, così come definite dalla Comunicazione stessa, vale a dire eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente oppure operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività.

POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Si precisa che nel corso del primo semestre 2011 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione stessa, secondo la quale le operazioni atipiche e/o inusuali sono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/completezza delle informazioni in bilancio, al conflitto di interessi, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza.

PUBBLICAZIONE DELLA RELAZIONE SEMESTRALE

La Relazione Semestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella riunione del 29 agosto 2011.

VII. INFORMAZIONI SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

ATTIVO

ATTIVITÀ NON CORRENTI

NOTA 1 ATTIVITÀ MATERIALI

La composizione della voce attività materiali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2011	F.do amm.to al 30/06/2011	Valore netto al 30/06/2011	Costo al 31/12/2010	F.do amm.to al 31/12/2010	Valore netto al 31/12/2010
Terreni	75.124	(1.510)	73.614	74.147	(1.510)	72.637
Fabbricati	329.762	(99.831)	229.931	329.690	(96.110)	233.580
Fabbricati in leasing	6.740	(1.727)	5.013	6.740	(1.625)	5.115
Terreni e Fabbricati	411.626	(103.068)	308.558	410.577	(99.245)	311.332
Impianti e macchinari	2.730.272	(1.069.739)	1.660.533	2.667.371	(1.017.747)	1.649.624
Impianti e macchinari in leasing	1.011	(505)	506	1.011	(476)	535
Impianti e macchinari	2.731.283	(1.070.244)	1.661.039	2.668.382	(1.018.223)	1.650.159
Attrezzature ind.li e comm.li	78.699	(47.697)	31.002	77.522	(45.217)	32.305
Attrezzature ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
Attrezzature industriali e commerciali	78.699	(47.697)	31.002	77.522	(45.217)	32.305
Altri beni	116.712	(92.512)	24.200	115.318	(89.137)	26.181
Altri beni in leasing	1.883	(1.450)	433	1.606	(1.384)	222
F.do amm.to altri beni	118.595	(93.962)	24.633	116.924	(90.521)	26.403
Attività materiali in corso ed acconti	721.100	-	721.100	622.332	-	622.332
Totale	4.061.303	(1.314.971)	2.746.332	3.895.737	(1.253.206)	2.642.531

La movimentazione del costo storico delle immobilizzazioni materiali è esposta nella seguente tabella:

	migliaia di euro				
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
Terreni	74.147	900	(29)	106	75.124
Fabbricati	329.690	1.705	(3.642)	2.009	329.762
Fabbricati in leasing	6.740	-	-	-	6.740
Terreni e fabbricati	410.577	2.605	(3.671)	2.115	411.626
Impianti e macchinari	2.667.371	16.774	(332)	46.459	2.730.272
Impianti e macchinari in leasing	1.011	-	-	-	1.011
Impianti e macchinari	2.668.382	16.774	(332)	46.459	2.731.283
Attrezzature industriali e commerciali	77.522	1.775	(598)	-	78.699
Attrezzature in leasing	-	-	-	-	-
Attrezzature ind.li e commerciali	77.522	1.775	(598)	-	78.699
Altri beni	115.318	1.887	(754)	261	116.712
Altri beni in leasing	1.606	305	(28)	-	1.883
Altri beni	116.924	2.192	(782)	261	118.595
Attività mat. in corso ed acconti	622.332	147.878	(275)	(48.835)	721.100
Totale	3.895.737	171.224	(5.658)	-	4.061.303

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività materiali è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro			
	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Saldo Finale
F.do amm.to terreni	(1.510)	-	-	(1.510)
F.do amm.to fabbricati	(96.110)	(4.754)	1.033	(99.831)
F.do amm.to fabbricati in leasing	(1.625)	(102)	-	(1.727)
F.do amm.to fabbricati	(99.245)	(4.856)	1.033	(103.068)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.017.747)	(52.067)	75	(1.069.739)
F.do amm.to impianti e macchinari in leasing	(476)	(29)	-	(505)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.018.223)	(52.096)	75	(1.070.244)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(45.217)	(3.013)	533	(47.697)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(45.217)	(3.013)	533	(47.697)
F.do amm.to altri beni	(89.137)	(4.142)	767	(92.512)
F.do amm.to altri beni in leasing	(1.384)	(80)	14	(1.450)
F.do amm.to altri beni	(90.521)	(4.222)	781	(93.962)
Totale	(1.253.206)	(64.187)	2.422	(1.314.971)

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali connessi agli impianti del gruppo, i fabbricati di proprietà relativi alla sede aziendale ed alle sedi territoriali e i connessi terreni.

Impianti e macchinari

Sono inclusi in questa voce i costi relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, agli impianti di produzione calore, alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, alle reti di distribuzione gas, alle reti di distribuzione calore e agli impianti riferibili ai servizi ambientali. Tra i beni relativi agli impianti di produzione di energia elettrica sono comprese le opere gratuitamente devolvibili.

Gli investimenti del periodo, pari a 16.774 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- estensione della rete del teleriscaldamento delle città di Torino, Nichelino e dell'Emilia per 2.395 migliaia di euro;
- posa di contatori elettronici per clienti finali biorari e nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica per 5.746 migliaia di euro;
- repowering degli impianti della Valle Orco e interventi sugli impianti di produzione idroelettrica per 2.194 migliaia di euro.

Attrezzature industriali e commerciali

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di beni complementari o ausiliari agli impianti e macchinari, di cassoni, cassonetti, attrezzature di laboratorio e attrezzatura varia.

Altri beni

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di mobili e macchine d'ufficio, di automezzi e di autovetture.

Immobilizzazioni in corso e acconti

La voce immobilizzazioni in corso comprende il complesso degli oneri sostenuti per gli investimenti in fase di realizzazione e non ancora in funzione. Gli investimenti del periodo, pari a 147.878 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- costruzione della centrale di cogenerazione di Torino Nord per 56.861 migliaia di euro;
- repowering degli impianti della Valle Orco per 3.387 migliaia di euro;
- sviluppo della rete di trasporto e distribuzione del calore per 15.595 migliaia di euro;
- avanzamento del progetto del Polo Ambientale Integrato dell'Emilia per 37.980 migliaia di euro;
- trasformazione della nave gasiera Golar Frost, acquistata da OLT Offshore, in impianto di rigassificazione nell'ambito del progetto di realizzazione del rigassificatore di Livorno (progetto OLT) per 14.185 migliaia di euro.

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2011, pari a complessivi 64.187 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel bilancio annuale al 31 dicembre 2010 e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che il gruppo detiene beni acquisiti con contratti di leasing finanziario per un valore di 5.952 migliaia di euro (5.872 migliaia di euro al 31 dicembre 2010), relativi principalmente a fabbricati industriali.

Si segnala, infine, che non vi sono attività materiali concesse a garanzia di passività.

Per maggiori informazioni in merito agli investimenti del periodo si rinvia al relativo paragrafo della Relazione sulla gestione.

NOTA 2 _INVESTIMENTI IMMOBILIARI

La tabella che segue evidenzia la composizione della voce in questione:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2011	Fondo amm.to al 30/06/2011	Valore netto al 30/06/2011	Costo al 31/12/2010	Fondo amm.to al 31/12/2010	Valore netto al 31/12/2010
Terreni	446	-	446	446	-	446
Fabbricati	3.494	(1.289)	2.205	3.494	(1.253)	2.241
Totale	3.940	(1.289)	2.651	3.940	(1.253)	2.687

Gli importi indicati sono relativi, oltre ad investimenti immobiliari della controllata Mediterranea delle Acque per 971 migliaia di euro, al pro quota degli investimenti immobiliari della Società Acque Potabili consolidata proporzionalmente, pari a 1.680 migliaia di euro, ed attengono principalmente a fabbricati detenuti al fine di ottenere canoni di locazione.

NOTA 3 ATTIVITÀ IMMATERIALI A VITA DEFINITA

La composizione della voce attività immateriali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2011	Fondo amm.to al 30/06/2011	Valore netto al 30/06/2011	Costo al 31/12/2010	Fondo amm.to al 31/12/2010	Valore netto al 31/12/2010
Costi di sviluppo	524	(463)	61	524	(424)	100
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	40.981	(25.855)	15.126	38.451	(23.006)	15.445
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.541.340	(488.511)	1.052.829	1.502.879	(462.714)	1.040.165
Altre immobilizzazioni immateriali	70.249	(53.930)	16.319	66.763	(50.711)	16.052
Immobilizzazioni in corso e acconti	118.542	-	118.542	96.696	-	96.696
Totale	1.771.636	(568.759)	1.202.877	1.705.313	(536.855)	1.168.458

La movimentazione del costo storico delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo Finale
Costi di sviluppo	524	-	-	-	-	524
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	38.451	2.281	-	249	-	40.981
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.502.879	33.632	(2.306)	7.135	-	1.541.340
Altre immobilizzazioni immateriali	66.763	3.549	(116)	361	(308)	70.249
Immobilizzazioni in corso e acconti	96.696	32.252	(2.661)	(7.745)	-	118.542
Totale	1.705.313	71.714	(5.083)	-	(308)	1.771.636

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro			
	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Saldo Finale
F.amm.to costi di sviluppo	(424)	(39)	-	(463)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ing.	(23.006)	(2.849)	-	(25.855)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(462.714)	(27.641)	1.844	(488.511)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(50.711)	(3.335)	116	(53.930)
Totale	(536.855)	(33.864)	1.960	(568.759)

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno

La voce si riferisce principalmente al complesso dei costi sostenuti per l'acquisto di software aziendali e gestionali e per l'acquisizione di diritti per l'utilizzo in esclusiva di studi tecnici relativi all'andamento statistico delle perdite di rete, ammortizzati in cinque anni.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

La voce è costituita principalmente:

- dalle attività rilevate a fronte dell'applicazione dell'IFRIC 12 relative al settore di attività di distribuzione del gas naturale del Servizio Idrico Integrato e, marginalmente, del teleriscaldamento;

- dal diritto d'uso delle reti acquedottistiche in forza delle concessioni assentite dal Comune di Genova e da altri Comuni limitrofi;
- dalle concessioni per l'utilizzo della rete telematica di operatori terzi.

Altre immobilizzazioni immateriali

La voce è costituita principalmente:

- dai costi sostenuti per la produzione interna di software realizzato al fine di adattare gli applicativi concessi in licenza d'uso;
- dagli oneri di acquisizione del servizio di manutenzione ordinaria degli impianti elettrici e degli impianti speciali del Comune di Torino, capitalizzati ed ammortizzati in quindici anni in base alla durata della convenzione;
- costi per lo sviluppo commerciale della clientela.

Immobilizzazioni in corso ed acconti

La voce è costituita prevalentemente dagli investimenti in corso dei servizi in concessione disciplinati dall'Ifri 12, oltre che da licenze d'uso software, dai relativi costi sostenuti per le implementazioni.

NOTA 4_AVVIAMENTO

La voce, pari a 132.117 migliaia di euro (invariata rispetto al 31 dicembre 2010), riguarda principalmente l'avviamento:

- sull'acquisizione di controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Mediterranea delle Acque), in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 23.202 migliaia di euro;
- sull'acquisizione da ENEL del ramo d'azienda relativo alla distribuzione e vendita di energia elettrica a clienti vincolati nel Comune di Torino, in cui differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 64.608 migliaia di euro;
- sul ramo d'azienda acquisito da ENEL alla fine del 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 10.441 migliaia di euro;
- sulle quote azionarie di Enìa Energia acquisite da Sat Finanziaria S.p.A. e da Edison per un importo di 16.731 migliaia di euro.

L'avviamento viene considerato un'attività immateriale a vita utile indefinita e pertanto non risulta ammortizzato, ma sottoposto almeno annualmente ad impairment test al fine di verificare la recuperabilità del valore iscritto a bilancio.

Nel primo semestre 2011 non sono stati effettuati impairment test in quanto non ci sono stati indicatori di perdite di valore.

NOTA 5_PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono partecipazioni in imprese collegate possedute dal Gruppo e ammontano a 321.613 migliaia di euro (324.106 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2011 e le variazioni rispetto al 31 dicembre 2010 sono riportate nella tabella sottostante.

	migliaia di euro						
	Saldo al 31/12/2010	Incrementi	Decrementi	Rival.ni (sval.ni)	Dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	Saldo al 30/06/2011
A2A Alfa	744	-	-	-	-	-	744
ABM Next	300	-	-	-	(45)	-	255
Aciam	315	-	-	(11)	-	-	304
Acos S.p.A.	6.865	-	-	199	-	-	7.064
Acos Energia	277	-	-	223	-	-	500
Acquaenna	1.380	-	-	-	-	-	1.380
Acqueinforma	5	-	-	-	-	-	5
Aguas de San Pedro	4.260	-	-	-	-	-	4.260
Aiga	308	-	-	-	-	-	308

	migliaia di euro						
	Saldo al 31/12/2010	Incrementi	Decrementi	Rival.ni (sval.ni)	Dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	Saldo al 30/06/2011
Alegas	1.381	-	(1.381)	-	-	-	-
Amat	5.619	-	-	(1)	-	-	5.618
AMAT Energia	2	2	-	(1)	-	-	3
Amter	679	-	-	(36)	-	-	643
ASA	11.883	-	-	210	-	-	12.093
ASMT Servizi Industriali	5.887	-	-	63	-	-	5.950
Atena	8.334	-	-	700	-	-	9.034
BT Enia Tlc	6.834	-	-	272	-	-	7.106
Castel	433	-	-	-	-	-	433
Ceppo	254	-	-	-	-	-	254
Consorzio Servizi Integrati	50	-	-	-	-	-	50
Domus Acqua	28	-	-	-	-	-	28
Edipower	220.509	-	-	3.948	(4.265)	792	220.984
Fingas	8.193	-	-	-	-	-	8.193
Gas Energia	735	-	-	75	-	-	810
Gesam Gas	6.956	-	-	(129)	-	-	6.827
GICA	131	-	-	(4)	-	-	127
Globale Service	6	-	-	-	-	-	6
Il Tempio	32	-	-	14	-	-	46
Iniziative Ambientali	438	-	-	26	-	-	464
Livorno Holding	6	-	-	-	-	-	6
Mestni Plinovodi	9.227	-	-	-	-	-	9.227
Mondo Acqua	142	-	-	-	-	-	142
Plurigas	19.169	-	-	3.093	(5.580)	(604)	16.078
Rio Riazzone	229	-	-	(9)	-	-	220
S.M.A.G.	-	36	-	(30)	-	-	6
Salerno Energia Vendite	1.164	-	-	149	(229)	-	1.084
Sea Power & Fuel	3	-	-	-	-	-	3
Sosel	508	-	-	34	(21)	-	521
Tirana Acque	47	-	-	-	-	-	47
Valle Dora Energia	498	-	-	-	-	-	498
Veia Energia e Ambiente	274	-	-	18	-	-	292
TOTALE	324.105	38	(1.381)	8.803	(10.140)	188	321.613

Edipower è considerata un'impresa collegata, anche se la percentuale di partecipazione è inferiore al 20%, in quanto si ritiene che il Gruppo Iren eserciti un'influenza notevole a seguito degli accordi e dei contratti di tolling agreement attualmente in vigore tra i soci.

Si segnala che la partecipazione nella società Sinergie Italiane, pur avendo valore contabile nullo, è stata riclassificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto sono state avviate le azioni che riguardano la cessione delle quote della società che presumibilmente avverrà dopo il 30 settembre 2011.

NOTA 6 ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali il Gruppo non esercita né controllo né influenza notevole. Tali partecipazioni, ad eccezione di Delmi, sono state mantenute al costo sostenuto rettificato da eventuali perdite durevoli di valore in quanto non è stato possibile determinare in modo attendibile il loro fair value.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2011 e le variazioni rispetto al 31 dicembre 2010 sono riportate nella tabella sottostante.

					migliaia di euro
	Valore al 31/12/2010	Decrementi	Rettifiche di valore	Riclassifiche	Valore al 30/06/2011
Acque Potabili Siciliane	20	-	-	-	20
Agenzia Parma Energia	3	(3)	-	-	-
Astea Energia	7	-	-	-	7
Atena Patrimonio	12.030	-	-	-	12.030
ATO2 Acque società consortile	10	-	-	-	10
Autostrade Centro Padane	1.248	-	-	-	1.248
C.R.P.A.	52	-	-	-	52
CFR	13	-	-	-	13
Consorzio Leap	10	-	-	-	10
Consorzio Prometeo	2	(2)	-	-	-
Consorzio Topix	5	-	-	-	5
Cosme	2	-	-	-	2
CSP Innovazione nelle ICT	28	-	-	-	28
Delmi	267.834	-	-	-	267.834
Energia Italiana	12.928	-	-	-	12.928
Environment Park	397	-	-	-	397
IAM	25	-	-	-	25
Nord Ovest Servizi	780	-	-	-	780
RE Innovazione	8	-	-	-	8
Rupe	10	-	-	-	10
Sarmato Energia	777	-	(380)	(397)	-
SDB società di biotecnologie	13	(2)	-	-	11
SI.RE	15	-	-	-	15
Sogea	2	-	-	-	2
Stadio di Albaro	27	-	-	-	27
T.I.C.A.S.S.	4	-	-	-	4
TOTALE	296.250	(7)	(380)	(397)	295.466

La partecipazione nella società Sarmato Energia è stata riclassificata nell'attivo corrente tra i titoli disponibili per la vendita, in quanto verrà ceduta nel corso del secondo semestre del 2011, e il valore è stato adeguato al prezzo di cessione.

Con riferimento alla partecipazione in Delmi S.p.A. gli Amministratori di Iren hanno ritenuto di mantenere il valore del Bilancio al 31 dicembre 2010 a cui si rimanda per completezza di informazione in merito ai criteri di determinazione dei valori adottati.

Risulta, infatti, confermata la volontà degli amministratori nel mantenimento di un modello di fair value che espliciti sia la rappresentazione della destinazione industriale dell'investimento che l'obiettivo di considerare in via univoca le operazioni Delmi ed Edipower.

La relativa valutazione si basa principalmente sul Business Plan del Gruppo Edison così come effettuato da TdE, contestualmente all'approvazione del proprio bilancio annuale, la quale ha condotto

tale analisi con l'ausilio di un esperto indipendente attraverso l'utilizzo dei flussi finanziari della controllata Edison approvato dal Consiglio di Amministrazione di Edison S.p.A. del 14 gennaio 2011 e sulla base delle previsioni effettuate da parte della direzione aziendale di Edison contenute nel documento "Piano Aziendale 2011-2018". Tale documento, infatti, riflette le migliori stime effettuabili dal Top Management in merito alle principali assunzioni alla base dell'operatività aziendale (andamenti macro-economici e dei prezzi, ipotesi di funzionamento degli asset produttivi e di sviluppo del business).

Nel primo semestre 2011 sono, pertanto, proseguite le attività, anche a mezzo di advisor industriali e finanziari volte: alla definizione degli obiettivi degli azionisti di Delmi nella valorizzazione della partecipazione, alla condivisione di una prodromica valutazione economica ed una proposta di revisione dell'assetto industriale e societario di Edison e della propria catena di controllo ed alla definizione di un percorso implementativo dell'operazione identificata.

Nella situazione semestrale 2011 del Gruppo Edison si dà conferma sia del raggiungimento degli obiettivi del budget 2011, che della costanza di applicazione e dell'aggiornamento del modello di impairment utilizzato per il bilancio annuale. Anche l'analisi delle situazione semestrale degli altri soggetti della catena di controllo di Edison confermano l'insussistenza di impairment trigger sulla partecipazione di Iren in Delmi.

Come conseguenza di quanto esposto, gli Amministratori di Iren ritengono di confermare il valore di Delmi al 31 dicembre 2010 in quanto, allo stato attuale, si rileva l'inesistenza di una riduzione permanente nel valore di Delmi.

NOTA 7 ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 72.666 migliaia di euro (88.388 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) è composta da titoli diversi dalle partecipazioni, da crediti finanziari e dal fair value degli strumenti derivati.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Nella voce in analisi sono inseriti titoli valutati, in base alle previsioni dello IAS 39 - *Strumenti finanziari: rilevazioni e valutazione*, come detenuti per la vendita o come investimenti posseduti fino alla scadenza.

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Fondo mobiliare chiuso "Maestrale"	-	137
Titoli a cauzione presso Enti	38	38
Totale	38	175

I titoli a cauzione presso Enti sono classificati come investimenti posseduti fino alla scadenza e sono valutati al costo ammortizzato.

Crediti finanziari e fair value strumenti derivati

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Crediti finanziari non correnti vs Joint Venture	-	45
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	927	1.027
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	65.669	81.289
Crediti finanziari non correnti per leasing	319	501
Crediti finanziari non correnti vs altri	3.474	3.362
Fair value contratti derivati quota non corrente	2.239	1.989
Totale	72.628	88.213

I crediti finanziari verso joint venture al 31 dicembre 2010 si riferivano a crediti verso Società Acque Potabili.

I crediti finanziari verso collegate, pari a 927 migliaia di euro, si riferiscono a crediti verso le società AIGA (433 migliaia di euro), Acquaenna (276 migliaia di euro) e il Ceppo (218 migliaia di euro).

I crediti verso soci parti correlate riguardano crediti verso il Comune di Torino sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e sono relativi alla classificazione della quota a medio lungo termine dei crediti sul conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iride Servizi S.p.A. ed il Comune di Torino.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 242.460 migliaia di euro, ripartita fra diverse voci di bilancio in relazione alla classificazione secondo natura e scadenza: Crediti commerciali (Nota 11) ed Attività finanziarie correnti - crediti finanziari verso soci parti correlate (Nota 14) come evidenziato dalla tabella esposta nel seguito.

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	17.226	29.686
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	13.889	1.709
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	16.821	9.450
Fondo svalutazione crediti	(6.750)	(6.750)
Totale crediti commerciali	41.186	34.095
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	65.669	81.289
Totale crediti finanziari non correnti	65.669	81.289
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	119.000	118.000
Crediti finanziari per interessi fatturati	15.090	11.753
Crediti finanziari per interessi da fatturare	1.515	3.337
Totale crediti finanziari correnti	135.605	133.090
Totale	242.460	248.474

Nel corso del primo semestre 2011 la situazione dei crediti verso il Comune è stata costantemente monitorata da parte della Società unitamente ai rappresentanti del Comune stesso, affinché venissero adottati idonei provvedimenti allo scopo di consentire il progressivo rimborso.

Anche in relazione a quanto esplicitato il complesso di tale posizione presenta un andamento positivo. Il saldo dei crediti commerciali verso il Comune di Torino è aumentato di circa 7.091 migliaia di euro (al netto del fondo svalutazione crediti) e il saldo dei crediti finanziari correnti e non correnti è diminuito di 13.105 migliaia di euro. L'esposizione complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino è pertanto scesa rispetto al 31 dicembre 2010 di 6.014 migliaia di euro. Da una valutazione effettuata da parte degli Amministratori in base alla media dei pagamenti degli ultimi dodici mesi, si ritiene che tali crediti risultino esigibili oltre l'esercizio successivo per un importo pari a 65.669 migliaia di euro.

La riduzione delle suddette attività finanziarie è riconducibile alla prosecuzione delle azioni intraprese in conformità alle intese intercorse fra Iride Servizi S.p.A. ed il Comune di Torino, che prevedono:

- la stabilizzazione del credito, assumendo la sostanziale uguaglianza dei flussi di fatturazione e relativi pagamenti;
- la riduzione progressiva dello stock del debito della Città, attraverso interventi ordinari e straordinari posti in essere dall'Amministrazione Comunale.

I crediti finanziari verso società di leasing sono relativi ad un contratto di leasing finanziario stipulato nell'esercizio 2004 che riguarda la concessione della centrale tecnologica di refrigerazione Lingotto situata in Torino. La durata di tale contratto è di 9 anni. La quota non corrente ammonta a 319 migliaia di euro (501 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) mentre quella corrente esposta tra le attività finanziarie correnti ammonta a 357 migliaia di euro (344 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Tra i crediti verso altri è compreso il finanziamento infruttifero per futuro aumento di capitale versato alla società Nord Ovest Servizi e il pro quota del deposito versato a garanzia da OLT Offshore a fronte della fidejussione rilasciata a favore della Capitaneria di Porto di Livorno.

Il fair value degli strumenti derivati ammonta a 2.239 migliaia di euro (1.989 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e per il commento relativo si rimanda al paragrafo "Risk management", capitolo III.

NOTA 8 ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Depositi cauzionali	2.996	7.663
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	1.955	1.990
Altre attività non correnti	6.864	5.652
Ratei e risconti attivi non correnti	12.591	14.158
Totale	24.406	29.463

La riduzione dei depositi cauzionali è dovuta alla chiusura del deposito versato al GSE relativo al CIP6.

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi comprendono i crediti per l'acconto IRPEF sul TFR versato in ottemperanza alla legge 140/1997. Ai sensi di legge tale credito viene recuperato a decorrere dal 1° gennaio 2000 ed è soggetto a rivalutazione annua calcolata con gli stessi criteri adottati per la rivalutazione del TFR.

I risconti attivi riguardano principalmente i costi prepagati, per la quota a lungo termine, relativi ai Contratti servizio Energia in capo alla controllata CAE AMGA Energia S.p.A..

NOTA 9 ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 133.579 migliaia di euro (134.046 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi. Esse includono, inoltre, l'effetto fiscale anticipato sulle rettifiche effettuate in sede di conversione ai principi contabili internazionali.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 10 RIMANENZE

Le rimanenze sono costituite principalmente da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo. Il criterio di valorizzazione utilizzato è costituito dal costo medio ponderato.

La tabella che segue sintetizza le variazioni intervenute nel periodo di riferimento:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Materie prime	46.240	44.214
F.do svalutazione magazzino	(2.786)	(2.531)
Valore netto	43.454	41.683
Lavori in corso su ordinazione	4.416	3.544
Totale	47.870	45.227

Il fondo svalutazione magazzino è stato costituito per tenere conto dell'obsolescenza tecnica e della scarsa movimentazione di alcune giacenze di materiali.

Al 30 giugno 2011 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 11_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Crediti verso clienti	1.007.136	982.795
F.do svalutazione crediti	(77.248)	(73.884)
Crediti verso clienti netti	929.888	908.911
Crediti commerciali verso joint ventures	13.462	10.934
Crediti commerciali verso collegate	53.021	66.604
Crediti commerciali verso altre imprese del gruppo	16.308	37.957
Crediti commerciali verso soci parti correlate	109.917	101.107
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(10.278)	(10.278)
Totale	1.112.318	1.115.235

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per fornitura di energia elettrica, gas, acqua, calore, di servizi ambientali e servizi diversi. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti, presentato nel seguito, pari a 77.248 migliaia di euro (73.884 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Crediti verso Joint venture

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie joint ventures, consolidate con il metodo proporzionale. Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso imprese collegate

Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso altre imprese del gruppo

Riguardano crediti verso alcune partecipate non rientranti nell'area di consolidamento e si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate si riferiscono a rapporti di natura commerciale condotti a normali condizioni di mercato con gli enti territoriali proprietari (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) e, in via marginale, verso la società FSU. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti pari a 10.278 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010). Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Il fondo svalutazione crediti al 30 giugno 2011 ammonta a 87.526 migliaia di euro e presenta la dinamica riportata nella tabella che segue:

	migliaia di euro			
	31/12/2010	Utilizzi	Accantonamenti del periodo	30/06/2011
Fondo svalutazione crediti	73.884	(8.552)	11.916	77.248
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	10.278	-	-	10.278
Totale	84.162	(8.552)	11.916	87.526

Il fondo è stato utilizzato per fare fronte a perdite su crediti dovute, per importi significativi, a situazioni non ripetibili. L'accantonamento del periodo tiene prudenzialmente in considerazione, oltre alle consuete ed approfondite analisi, l'attuale congiuntura economica.

NOTA 12_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 13.320 migliaia di euro (5.755 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e comprendono i crediti per gli anticipi IRES e IRAP versati da alcune società del Gruppo all'erario.

NOTA 13_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	2.170	6.856
Credito verso Erario per IVA	8.283	8.829
Altri crediti di natura tributaria	6.081	3.743
Crediti tributari entro 12 mesi	16.534	19.428
Crediti verso CCSE	65.332	57.463
Crediti per certificati verdi	86.712	73.717
Crediti per anticipi a fornitori	6.779	1.347
Crediti per adesione consolidato fiscale e IVA di gruppo	1.741	2.081
Altre attività correnti	21.452	38.413
Altre attività correnti	182.016	173.021
Ratei e risconti	30.688	17.055
Totale	229.238	209.504

In relazione ai crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) si segnala che una quota degli importi esposti potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi.

NOTA 14_ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

La scadenza di tutti i crediti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali crediti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile. Il dettaglio delle attività finanziarie e correnti inclusi gli strumenti derivati è di seguito riportato:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Attività finanziarie disponibili per la vendita	397	590
Crediti finanziari verso joint venture	248.156	226.655
Crediti finanziari verso collegate	11.191	7.983
Crediti finanziari verso soci parti correlate	135.605	133.090
Crediti finanziari verso altri	9.763	8.529
Altre attività finanziarie	7.389	434
Totale	412.501	377.281

Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le partecipazioni ed i titoli inseriti in questa categoria sono valutati al fair value e le variazioni sono imputate a patrimonio netto.

Al 30 giugno 2011 ammonta a 397 migliaia di euro e si riferisce alla partecipazione nella società Sarmato Energia che al 31 dicembre 2010 era esposta nella voce altre partecipazioni dell'attivo non corrente. Al 31 dicembre 2010 era pari a 590 migliaia di euro e si riferiva al valore della partecipazione nel CESI che è stata ceduta nel corso del primo semestre 2011.

Crediti finanziari verso joint venture

Ammontano a 248.156 migliaia di euro (226.655 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e riguardano per 100.577 migliaia di euro (89.277 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) crediti verso la società AES Torino, consolidata proporzionalmente, relativi ad un finanziamento, al rapporto di gestione accentrata della tesoreria e a interessi e per 147.579 migliaia di euro (137.378 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) crediti verso la società OLT Offshore, consolidata proporzionalmente, relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato.

Crediti finanziari verso collegate

Ammontano a 11.191 migliaia di euro (7.983 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e riguardano per 6.614 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010) crediti verso la società ASA relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 4.265 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2010) crediti verso la società Edipower relativi a dividendi da incassare da parte di Iren Energia e per 312 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010) a crediti verso la società Il Tempio. Inoltre al 31 dicembre 2010 erano presenti crediti verso la società ACIAM (960 migliaia di euro) e crediti verso società collegate per singoli importi non rilevanti (97 migliaia di euro). Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e ammontano a 135.605 migliaia di euro (133.090 migliaia di euro al 31 dicembre 2010). Sono relativi al saldo a breve termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra Iride Servizi S.p.A. ed il Comune di Torino come già anticipato alla precedente nota 7 a cui si rimanda per completezza di informazione. L'importo è stato determinato dagli Amministratori in base ad una stima che identifica la parte dei crediti esigibili entro i 12 mesi successivi in base alla media degli incassi avvenuti nei 12 mesi precedenti; la restante parte dei crediti finanziari verso il Comune è stata pertanto classificata nei "Crediti finanziari non correnti - crediti verso soci parti correlate" (65.669 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso altri

Ammontano a 9.763 migliaia di euro (8.529 migliaia di euro al 31 dicembre 2010). Comprendono il pro quota dell'importo versato da OLT Offshore a garanzia del contratto stipulato con SAIPEM, la quota a breve termine dei crediti per locazione finanziaria, ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria e crediti finanziari diversi.

Altre attività finanziarie

La voce ammonta a 7.389 migliaia di euro (434 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferisce al fair value positivo dei contratti derivati stipulati da Iren Mercato sulle commodities.

NOTA 15_CASSA E ALTRE DISPONIBILITÀ LIQUIDE EQUIVALENTI

La voce cassa e altre disponibilità liquide equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Depositi bancari e postali	66.666	144.113
Denaro e valori in cassa	554	430
Altre disponibilità liquide	5	5
Totale	67.225	144.548

Le altre disponibilità liquide equivalenti rappresentano impieghi finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione.

NOTA 16_ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Le attività destinate ad essere cedute sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il fair value al netto dei costi di vendita e ammontano a 25.573 migliaia di euro (77.857 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Per 19.930 migliaia di euro (19.974 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) si riferiscono alle attività della società controllata Consorzio GPO che sono costituite principalmente (19.415 migliaia di euro) dalla partecipazione al 21,32% del capitale sociale della società ASTEA.

Per 998 migliaia di euro (3.294 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) si riferiscono al patrimonio immobiliare delle controllate Mediterranea delle Acque S.p.A. e Immobiliare delle Fabbriche S.p.A., per il quale proseguono le trattative per la cessione degli immobili con potenziali acquirenti con i quali sono in corso trattative finalizzate alla definizione delle condizioni di cessione e al conseguente perfezionamento delle stesse.

Per quanto riguarda l'iscrizione a bilancio dei suddetti immobili, si è tenuto conto dell'impegno del

Gruppo per la vendita. Pertanto la classificazione presentata si fonda sul presupposto che il valore di carico sarà recuperato mediante un'operazione di cessione anziché attraverso l'utilizzo nell'attività operativa dell'impresa. Il valore iscritto è stato determinato sulla base del minore tra il valore di carico ed il valore di mercato al netto dei costi di vendita. La variazione rispetto al 31 dicembre 2010 è dovuta al perfezionamento della cessione di parte del sopracitato patrimonio immobiliare.

Per 2.007 migliaia di euro (1.874 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) si riferiscono al pro quota relativo al ramo d'azienda del Gruppo Società Acque Potabili inerenti le concessioni idriche detenute nei comuni del Lazio in provincia di Roma (Rocca di Papa, Olevano Romano, Capranica Prenestina, Gerano, Rocca Canterano, Canterano), la concessione idrica nel comune di Castrolibero in provincia di Cosenza e la concessione idrica nel comune di Casalborgone in provincia di Torino, per cui la vendita è altamente probabile, essendo stato siglato un preaccordo con il potenziale acquirente.

Per 1.496 migliaia di euro (1.499 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) si riferiscono alle attività della società controllata Tema S.c.a.r.l. che a partire dal 15 ottobre 2010 non è più operativa in quanto messa in liquidazione.

Per 1.142 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010) si riferiscono alle società collegate Fata Morgana (686 migliaia di euro) e Piana Ambiente (456 migliaia di euro).

Si segnala che nel primo semestre 2011 la partecipazione nella società Sinergie Italiane, pur avendo valore contabile nullo, è stata riclassificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto sono state avviate le azioni che riguardano la cessione delle quote della società che presumibilmente avverrà dopo il 30 settembre 2011.

Inoltre, al 31 dicembre 2010, si riferivano per 50.074 migliaia di euro alle attività della società controllata Aquamet la cui cessione si è perfezionata nel corso del secondo trimestre dell'esercizio in corso. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 43_Risultato netto da attività operative cessate.

PASSIVO

NOTA 17_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve	474.103	432.700
Utile (perdita) del periodo	96.298	143.104
Totale Patrimonio Netto del Gruppo	1.846.627	1.852.030
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	205.368	222.304
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	3.305	7.286
Totale patrimonio netto consolidato	2.055.300	2.081.620

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010), interamente versati e si compone di 1.181.725.677 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna e di 94.500.000 azioni di risparmio senza diritto di voto del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Azioni di risparmio

Le 94.500.000 Azioni di Risparmio Iren, in possesso della Finanziaria Città di Torino, non sono quotate, sono prive di diritto di voto e, salvo il diverso ordine di priorità nella ripartizione dell'attivo netto residuo in caso di scioglimento della società, hanno la stessa disciplina delle azioni ordinarie. Infine, in caso di cessione le azioni di risparmio saranno convertite automaticamente, alla pari, in azioni ordinarie.

Riserve

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	28.996	23.862
Riserve straordinarie	13.324	24.248
Avanzo di fusione da concambio	56.793	56.793
Riserva da conferimento	7.555	7.555
Riserva da transizione IFRS	(36.507)	(36.507)
Riserva Fair Value strumenti finanziari	(8.447)	(8.119)
Riserva coperture flussi finanziari	(9.763)	(17.029)
Riserva di consolidamento	222.098	181.843
Altre riserve	94.952	94.952
Totale riserve	474.103	432.700

Riserva legale

In conseguenza della destinazione del 5% dell'utile dell'esercizio 2010, come previsto dall'art. 2430 codice civile, la riserva legale si incrementa di 5.134 migliaia di euro e al 30 giugno 2011 risulta essere pari a 28.996 migliaia di euro (23.862 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Riserva coperture di flussi finanziari

Con l'adozione dello IAS 39 la variazione del fair value dei contratti derivati designati come strumenti di copertura efficaci viene contabilizzata in bilancio con contropartita direttamente a patrimonio netto nella riserva di copertura di flussi finanziari. Tali contratti sono stati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di tasso di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e al rischio della variazione dei prezzi nei contratti di acquisto di energia elettrica e gas.

Riserva da transizione IFRS

La riserva include le rettifiche che si sono generate a seguito della prima applicazione dei principi contabili internazionali.

Riserva da valutazione al fair value degli strumenti finanziari

La riserva accoglie principalmente gli effetti della valutazione al fair value della partecipazione in Delmi precedentemente citata.

Avanzo di fusione da concambio

Ammonta a 56.793 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010). Deriva per 94.319 migliaia di euro dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino come differenza tra il patrimonio netto contabile di AMGA (incorporata) e il valore dell'aumento di capitale sociale di AEM Torino (incorporante). La fusione era stata contabilizzata con effetto dal 1° gennaio 2006, data che rappresentava la chiusura contabile più prossima alla data di firma degli accordi di joint-venture tra i Comuni avvenuta il 30 gennaio 2006. Nel corso dell'esercizio 2010, a seguito della fusione per incorporazione di Enìa in Iride, dopo la ricostituzione delle riserve ex Enìa da valutazione al fair value degli strumenti finanziari (5.115 migliaia di euro) e di copertura flussi finanziari (negativa per 2.856 migliaia di euro), si è generato un avanzo pari a 57.426 migliaia di euro. Tale avanzo, integrato da quello relativo alla precedente fusione, è stato utilizzato per assolvere agli obblighi di legge relativi alla ricostituzione delle riserve libere in sospensione di imposta della società incorporata, per 94.952 migliaia di euro.

Capitale e riserve di pertinenza di Terzi

La variazione significativa della voce Capitale e riserve di pertinenza di Terzi è dovuta principalmente al deconsolidamento della società Aquamet, consolidata integralmente con una quota di pertinenza di terzi pari al 40% del patrimonio netto.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

NOTA 18 PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 1.849.516 migliaia di euro (1.829.263 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 157.269 migliaia di euro (155.798 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e sono relative a due prestiti obbligazionari non convertibili (*puttable bonds*), emessi nel 2008 da Enia S.p.A. (ora Iren S.p.A.), con scadenza 2021. Il prestito obbligazionario, della durata complessiva di 13 anni, prevede che, dopo il terzo anno e successivamente ogni due anni, in caso di mancato esercizio da parte delle banche dell'opzione di rimborso alla pari, venga avviato un meccanismo di asta competitiva, ad oggi attivato con le principali banche di relazione, per la determinazione di un *credit spread* per i successivi 2 anni, da applicare ad un tasso fisso già definito.

L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS.

Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

I finanziamenti a medio lungo termine riguardano esclusivamente la quota a lungo dei mutui concessi dagli istituti finanziari ed ammontano a 1.673.545 migliaia di euro (1.644.003 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

I finanziamenti a medio lungo termine possono essere analizzati per regime di tasso (con le rispettive indicazioni di tasso minimo e tasso massimo applicati) e per scadenza, come illustrato nella tabella che segue:

		migliaia di euro							
								30/06/2011	31/12/2010
	Tasso min/max	Periodo di scadenza	2012	2013	2014	2015	Successivi	Totale debiti	Totale debiti
- a tasso fisso	3,095% - 5,68%	2012-2025	48.724	51.683	57.448	61.601	242.760	462.216	484.069
- a tasso variabile	1,325% - 3,225%	2012-2024	372.422	343.214	182.666	94.605	218.422	1.211.329	1.159.934
TOTALE			421.146	394.897	240.114	156.206	461.182	1.673.545	1.644.003

Gli importi in scadenza negli anni indicati si riferiscono a 12 mesi a partire dal 30.6 (es. 2012: dal 1.7.2012 al 30.6.2013, ecc.)

I finanziamenti sono tutti denominati in euro, tranne una quota marginale in yen con una copertura del rischio per variazioni del tasso di cambio a carico dello Stato (Legge 956 del 9/12/77).

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

		migliaia di euro			
		31/12/2010			30/06/2011
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Differenze cambio e rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	484.069		(21.856)	3	462.216
- a tasso variabile	1.159.934	100.000	(48.701)	96	1.211.329
TOTALE	1.644.003	100.000	(70.557)	99	1.673.545

Il totale debito a medio lungo termine al 30 giugno 2011 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2010, per effetto delle seguenti variazioni:

- aumento di 100.000 migliaia di euro, per l'erogazione di un nuovo finanziamento a medio-lungo termine perfezionato dalla Capogruppo con Cassa Depositi e Prestiti;
- riduzione per complessivi 70.557 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione come debito a breve dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- variazioni marginali di costo ammortizzato e differenze cambi.

Passività per locazioni finanziarie

I debiti per locazione finanziaria si riferiscono ai beni che il Gruppo detiene a seguito di contratti di leasing finanziario. Ammontano a 1.479 migliaia di euro (1.481 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Altre passività finanziarie

Ammontano a 17.223 migliaia di euro (27.981 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferiscono per 15.169 migliaia di euro (26.065 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) al fair value dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di tasso di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Risk management") e per 2.054 migliaia di euro (1.917 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a debiti finanziari diversi.

NOTA 19_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso dell'esercizio 2011 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	94.327
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	508
Oneri finanziari	2.129
Erogazioni dell'esercizio	(3.046)
Anticipi	(192)
Altre variazioni	52
Valore al 30/06/2011	93.778

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso del primo semestre 2011 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	70.341
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	333
Oneri finanziari	1.529
Erogazioni dell'esercizio	(2.234)
Anticipi	(192)
Altre variazioni	4
Valore al 30/06/2011	69.781

Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione del primo semestre per i piani a benefici definiti diversi dal TFR commentato in precedenza.

Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	3.125
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	66
Oneri finanziari	81
Erogazioni dell'esercizio	(191)
Altre variazioni	61
Valore al 30/06/2011	3.142

Premio fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	1.929
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	38
Oneri finanziari	48
Erogazioni dell'esercizio	(120)
Valore al 30/06/2011	1.895

Sconto energia

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	17.808
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	71
Oneri finanziari	449
Erogazioni dell'esercizio	(389)
Altre variazioni	(13)
Valore al 30/06/2011	17.926

Fondo Premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	1.124
Oneri finanziari	22
Erogazioni dell'esercizio	(112)
Valore al 30/06/2011	1.034

NOTA 20_FONDI PER RISCHI ED ONERI

Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce sia alla quota corrente che alla quota non corrente:

	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	(Proventi)/ Oneri da attualizzazione	Riclassifiche	Saldo Finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi	72.372	6.313	(272)	(269)	-	78.144	9.247
Fondi post mortem	29.730	527	(1.050)	-	-	29.207	3.437
Fondo smantellamento e bonifica area	8.365	-	(28)	15	-	8.352	5.216
Fondo CIG/CIGS	39.357	3.079	(8)	2.232	-	44.660	-
Fondo dipendenti cessati	1.258	-	-	-	-	1.258	-
Fondo rischi su partecipazioni	3.396	-	-	-	(3.353)	43	-
Altri fondi per rischi ed oneri	76.462	15.006	(3.557)	520	-	88.431	24.320
Totale	230.940	24.925	(4.915)	2.498	(3.353)	250.095	42.220

Fondo ripristino beni di terzi

Il fondo ripristino opere devolvibili riflette la valutazione dell'onere necessario per la restituzione dei beni allo scadere delle concessioni, gratuitamente ed in perfette condizioni di funzionamento.

Fondi post mortem

Si tratta principalmente di fondi costituiti per oneri futuri di ripristino che comprendono anche i costi della gestione post-operativa fino alla completa riconversione a verde delle aree interessate. Tali costi sono supportati da apposite perizie. Gli accantonamenti e i decrementi del periodo sono stati effettuati al fine di adeguare i fondi esistenti alla stima dei costi futuri da sostenere e maturati al 30 giugno 2011. Le variazioni in diminuzione si riferiscono, inoltre, agli utilizzi per copertura di costi sostenuti nel periodo relativamente alle attività di smaltimento del percolato (relativi ai lotti chiusi delle discariche ancora attive sia di proprietà che in gestione), al complesso degli oneri sostenuti nella fase di post-esercizio fino alla completa mineralizzazione del rifiuto, nonché alla riconversione a "verde" delle aree dei bacini interessati a discarica.

Fondo smantellamento e bonifica area

Il "Fondo smantellamento forno e bonifica area" rappresenta in parte la stima prudenziale degli oneri da sostenere in relazione alla futura bonifica dei terreni relativi all'area ex- AMNU, su cui era presente un forno inceneritore; l'altra parte si riferisce alla stima potenziale degli oneri legati al futuro smantellamento dell'impianto di Reggio Emilia il cui incremento di periodo è esclusivamente relativo all'attualizzazione della passività in oggetto.

Fondo CIG/CIGS

L'ammontare del fondo si riferisce ai rischi probabili di esborsi relativi a maggiori contributi da corrispondere all'INPS per cassa integrazione, ordinaria e straordinaria, e mobilità.

Fondo dipendenti cessati

Il fondo dipendenti cessati con L.610/52 e L.336/73 è costituito a fronte degli oneri derivanti dalle due leggi (pensioni ad onere ripartito per riscatto dell'anzianità pregressa e benefici a favore degli ex combattenti e assimilati).

Fondi rischi su partecipazioni

La riclassifica è relativa alla partecipazione nella società collegata Sinergie Italiane S.r.l.; l'importo è stato riclassificato nella voce "Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute" in quanto sono state avviate le azioni che riguardano la cessione delle quote della società che presumibilmente avverrà dopo il 30 settembre 2011.

Altri fondi per rischi ed oneri

L'ammontare del fondo si riferisce principalmente ai rischi probabili di maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare, alla stima dell'ICI da versare calcolata sul valore degli impianti delle centrali come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005 e a probabili oneri inerenti contenziosi vari.

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è riclassificata nella voce "fondi quota corrente" (nota 26).

NOTA 21 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 107.917 migliaia di euro (106.806 migliaia di euro al 31 dicembre 2010), sono dovute alle differenze temporanee tra il valore contabile e quello fiscale di attività e passività iscritte in bilancio.

Si segnala inoltre che le imposte differite sono state calcolate applicando le aliquote previste nel momento in cui le differenze temporanee si riverseranno.

NOTA 22 DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Debiti esigibili oltre 12 mesi	11.618	11.234
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	132.176	132.867
Ratei e risconti passivi non correnti	4.079	4.283
Totale	147.873	148.384

I risconti passivi sono relativi alla quota scadente oltre i 12 mesi dei ricavi principalmente riferiti alle telecomunicazioni, fatturati nel periodo e negli esercizi precedenti, ma di competenza futura.

Gli altri debiti si riferiscono ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua.

PASSIVITÀ CORRENTI

NOTA 23 PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile. Le passività finanziarie a breve termine sono così suddivise:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Debiti verso istituti di credito	1.125.742	868.597
Debiti verso soci parti correlate	17.599	3.628
Debiti verso società collegate	18	-
Debiti finanziari verso altri	113.246	165.593
Passività per strumenti derivati correnti	9.123	3.285
Totale	1.265.728	1.041.103

Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Mutui - quota a breve	173.729	159.145
Altri debiti verso banche a breve	951.073	707.980
Ratei e risconti passivi finanziari	940	1.472
Totale	1.125.742	868.597

Debiti finanziari verso soci parti correlate

I debiti finanziari verso soci parti correlate ammontano a 17.599 migliaia di euro (3.628 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e sono relativi a debiti finanziari della capogruppo verso FSU S.r.l. per l'accordo riguardante l'affidamento a Iren S.p.A. da parte di FSU S.r.l. della gestione delle eccedenze temporanee di liquidità e per interessi passivi su movimenti finanziari del periodo.

Debiti finanziari verso società collegate

Ammontano a 18 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2010) e si riferiscono a debiti verso la società Valle Dora Energia per la gestione accentrata della tesoreria.

Debiti finanziari verso altri

Ammontano complessivamente a 113.246 migliaia di euro (165.593 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e riguardano principalmente il pro-quota dei debiti di OLT Offshore verso il socio E.On. (circa 105.705 migliaia di euro), i debiti per l'acquisto a termine di titoli energetici (circa 4.504 migliaia di euro) e la quota a breve dei debiti per leasing (526 migliaia di euro). Al 31 dicembre 2010 era inoltre presente il debito verso UBI Factor (circa 65.195 migliaia di euro) per l'operazione di confirming stipulata dalla controllata Iren Mercato che al 30 giugno 2011 risulta liquidato.

Passività per strumenti derivati correnti

Ammontano a 9.123 migliaia di euro (3.285 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferiscono al fair value negativo dei contratti derivati sulle commodities stipulati da Iren Mercato.

NOTA 24_ DEBITI COMMERCIALI

La scadenza di tutti i debiti commerciali non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Debiti verso fornitori	655.152	752.164
Debiti commerciali verso joint venture	8.407	7.832
Debiti commerciali verso collegate	44.612	143.230
Debiti commerciali verso soci parti correlate	23.978	24.499
Debiti commerciali verso imprese minori del gruppo	7.549	8.617
Acconti esigibili entro 12 mesi	3.277	2.860
Depositi cauzionali entro 12 mesi	14.724	15.093
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.382	1.382
Totale	759.081	955.677

La riduzione dei debiti commerciali rispetto al 31 dicembre 2010 è dovuta principalmente alla stagionalità del settore gas.

NOTA 25_ DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Debito per IVA	38.724	40.756
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	3.747	23.310
Debiti per IRPEF	9.207	9.111
Altri debiti tributari	18.840	11.951
Debiti tributari esigibili entro 12 mesi	70.518	85.128
Debiti verso dipendenti	27.865	33.676
Debiti verso CCSE	70.780	63.064
Altre passività correnti	28.086	55.390
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	11.503	13.367
Altri debiti entro 12 mesi	138.234	165.496
Ratei e Risconti passivi	16.775	19.820
Totale	225.527	270.444

NOTA 26_ DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

I debiti per imposte correnti, che sono pari a 80.204 migliaia di euro (12.560 migliaia di euro al 31 dicembre 2010), comprendono i debiti IRES e IRAP. Inoltre, la voce include la stima delle imposte del primo semestre dell'esercizio corrente; per maggiori dettagli sulla determinazione della stima si rimanda alla nota 42.

NOTA 27_ FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 42.220 migliaia di euro (35.807 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferisce principalmente alla quota del fondo rischi per 24.320 migliaia di euro (18.659 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e del fondo ripristino beni di terzi per 9.247 migliaia di euro (8.749 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) che si prevedono di utilizzare entro i 12 mesi successivi.

NOTA 28_ PASSIVITÀ CORRELATE AD ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Ammontano a 4.733 migliaia di euro (22.329 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Per 3.353 migliaia di euro si riferiscono al fondo rischi partecipazioni nella società collegata Sinergie Italiane S.r.l.; al 31 dicembre 2010 l'importo era esposto nella voce "Fondi per rischi ed oneri", mentre al 30 giugno 2011 è stato riclassificato nella voce "Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute" in quanto sono state avviate le azioni che riguardano la cessione delle quote della società che presumibilmente avverrà dopo il 30 settembre 2011.

Per 32 migliaia di euro (52 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) si riferiscono alle passività della società controllata Consorzio GPO.

Per 1.348 migliaia di euro (1.182 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) si riferiscono alle passività della società controllata Tema S.c.a.r.l. che a partire dal 15 ottobre 2010 non è più operativa in quanto messa in liquidazione.

Al 31 dicembre 2010 si riferivano per un importo pari a 21.095 migliaia di euro alla riclassifica delle passività della società controllata Aquamet la cui cessione si è perfezionata nel corso del secondo trimestre dell'esercizio in corso.

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

L'indebitamento finanziario netto, calcolato come differenza tra i debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e le attività finanziarie a breve, medio e lungo termine, è composto come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(72.666)	(88.388)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	1.849.516	1.829.263
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	1.776.850	1.740.875
Attività finanziarie a breve termine	(479.726)	(521.828)
Indebitamento finanziario a breve termine	1.265.728	1.041.103
Indebitamento finanziario netto a breve termine	786.002	519.275
Indebitamento finanziario netto	2.562.852	2.260.150

Si fa presente che la voce Indebitamento finanziario lordo a breve termine, a seguito del consolidamento proporzionale di OLT al 41,71%, comprende un debito finanziario di quest'ultima verso il socio Eon pari a 105.705 migliaia di euro (98.018 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) pertanto ove non si consideri tale importo il debito finanziario lordo a breve si ridurrebbe a 1.160.023 migliaia di euro (943.085 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 65.669 migliaia di euro (81.289 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a crediti relativi alla quota a lungo termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iride Servizi e il Comune di Torino e per 927 migliaia di euro (1.027 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a crediti verso società collegate. Al 31 dicembre 2010 erano presenti per 45 migliaia di euro crediti verso la joint venture Società Acque Potabili.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 135.605 migliaia di euro (133.090 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) al saldo a breve termine del conto corrente tra la controllata Iride Servizi e il Comune di Torino, per 100.577 migliaia di euro (89.277 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a crediti verso la joint venture AES Torino, consolidata proporzionalmente, relativi ad un finanziamento e al rapporto di gestione accentrata della tesoreria e a interessi, per 147.579 migliaia di euro (137.378 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a crediti verso la joint venture OLT Offshore, consolidata proporzionalmente, relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 6.614 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010) a crediti verso la società collegata ASA relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 4.265 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2010) crediti verso la società Edipower relativi a dividendi da incassare da parte di Iren Energia e per 312 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010) a crediti verso la società Il Tempio. Inoltre al 31 dicembre 2010 erano presenti crediti verso la società ACIAM (960 migliaia di euro) e crediti verso società collegate per singoli importi non rilevanti (97 migliaia di euro).

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 17.599 migliaia di euro (3.628 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a debiti verso la controllante FSU s.r.l. per l'accordo riguardante l'affidamento a Iren S.p.A. da parte di FSU s.r.l. della gestione delle eccedenze temporanee di liquidità e per interessi passivi su movimenti finanziari del periodo.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dalla raccomandazione CESR del 28 luglio 2006 che non include le attività finanziarie a lungo termine.

	migliaia di euro	
	30/06/2011	31/12/2010
A. Cassa	(67.225)	(144.548)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(67.225)	(144.548)
E. Crediti finanziari correnti	(412.501)	(377.281)
F. Debiti bancari correnti	952.013	709.452
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	173.729	159.145
H. Altri debiti finanziari correnti	139.986	172.506
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	1.265.728	1.041.103
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	786.002	519.274
K. Debiti bancari non correnti	1.673.545	1.644.003
L. Obbligazioni emesse	157.269	155.798
M. Altri debiti non correnti	18.702	29.462
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	1.849.516	1.829.263
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.635.518	2.348.537

VIII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

Il confronto tra le grandezze economiche presentate negli schemi di Bilancio del primo semestre 2010 e del primo semestre 2011 non è significativo in quanto le prime si riferiscono solo al Gruppo Iride e non sono comprensive dell'apporto del Gruppo Enia che, a partire dal 1° luglio 2010 a seguito della fusione con Iride, è confluito nel Gruppo Iren.

Per i commenti sull'andamento economico del primo semestre 2011 si rimanda al paragrafo "Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren" della Relazione sulla gestione che espone le analisi economiche per settore di attività con il confronto relativo al consolidato proforma del primo semestre 2010 del Gruppo.

RICAVI

NOTA 29_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari 1.584.039 migliaia di euro (1.091.849 migliaia di euro nel primo semestre 2010). Si rimanda al paragrafo X Informativa per settori di attività per il dettaglio della ripartizione dei ricavi per settori di attività.

NOTA 30_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

Si incrementano di 252 migliaia di euro (449 migliaia di euro nel primo semestre 2010) e si riferiscono principalmente a lavori in corso di esecuzione per ripristino manto stradale, in seguito a danneggiamenti provocati da lavori di cantiere e a lavori in corso di esecuzione per la realizzazione di impianti di illuminazione pubblica, impianti semaforici e impianti elettrici.

NOTA 31_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi riguardano:

Contributi

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Contributi c/impianto	2.709	906
Altri contributi	424	440
Totale	3.133	1.346

I contributi in conto impianti rappresentano la quota di competenza dei contributi calcolata in proporzione alle quote di ammortamento degli impianti a cui si riferiscono.

Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Ricavi Emission Trading	12.707	-
Ricavi Certificati Verdi	37.952	53.045
Ricavi Certificati Bianchi	6.660	2.204
Totale	57.319	55.249

I ricavi relativi agli Emission Trading derivano dall'attività di trading effettuata dalla società Iren Mercato sui diritti di emissione. La riduzione dei ricavi per certificati verdi è dovuta in gran parte al minor quantitativo di titoli legati alla cogenerazione.

Proventi diversi

La voce proventi diversi risulta essere costituita da:

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Ricavi da contratti di servizio	9.173	7.000
Ricavi da affitti attivi e noleggi	597	40
Ricavi da affitto fibra ottica	2.239	2.117
Plusvalenze da alienazione di beni	650	2.461
Ricavi esercizi precedenti/Soppravvenienze attive	13.417	15.350
Recuperi assicurativi	192	-
Rimborsi diversi	3.585	2.749
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	3.468	1.927
Altri ricavi e proventi	8.032	5.698
Totale	41.353	37.342

Le sopravvenienze attive derivano principalmente dalla consuntivazione definitiva di partite pregresse in riferimento a stime effettuate nei precedenti esercizi. In particolare riguardano sopravvenienze verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico per 4.627 migliaia di euro, principalmente relative alla perequazione sulla distribuzione dell'energia elettrica relativa ad anni precedenti; inoltre riguardano sopravvenienze relative alla chiusura di vertenze ed accordi transattivi con fornitori per circa 1.555 migliaia di euro.

COSTI

NOTA 32_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Acquisto energia elettrica	222.043	217.392
Acquisto gas	489.418	360.775
Acquisto calore	147	-
Acquisto altri combustibili	7.575	18.138
Acquisto Acqua	2.131	1.591
Altre materie prime (gpl, odorizzante gas, acido cloridrico,...)	11.658	8.954
Materiali vari di magazzino (inclusi carburanti e lubrificanti)	19.595	3.290
Emission trading	4.646	3
Certificati verdi	3.212	3.148
Certificati bianchi	4.766	931
Variazione delle rimanenze	(2.605)	2.076
Totale	762.586	616.298

Nel primo semestre 2010 la variazione delle rimanenze era esposta in una voce separata del prospetto di conto economico denominata "Variazione delle rimanenze". Nel primo semestre 2011 è stata accorpata alla voce "Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci" e sono stati opportunamente riclassificati i valori comparativi del 2010.

Con riferimento agli aggiornamenti normativi relativi ai titoli energetici si rimanda alla Relazione sulla gestione "Quadro normativo - Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e ETS".

NOTA 33 PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Trasporto energia elettrica	119.242	70.704
Oneri di sistema elettrico	42.746	30.932
Tolling fee	25.552	30.258
Vettoriamento gas	11.389	4.846
Vettoriamento calore	18.228	14.941
Lavori di terzi per reti, impianti,...	79.226	52.313
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	46.596	1.465
Spese per manutenzioni	5.556	1.973
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	2.967	2.058
Prestazioni industriali (studi, progettazioni, analisi)	4.528	3.140
Prestazioni professionali (tecniche e amministrative)	7.367	4.746
Spese commerciali e pubblicitarie	2.837	2.434
Spese legali e notarili	2.470	2.731
Assicurazioni	4.647	2.470
Spese bancarie	2.650	1.736
Spese telefoniche	2.906	1.702
Costi da contratti di servizio	13.812	5.344
Servizi di lettura e bollettazione	5.054	2.360
Compensi Collegio Sindacale	886	588
Altri costi per servizi	21.542	15.029
Totale	420.201	251.770

Si segnala che nel primo semestre 2011 le commissioni bancarie sono state inserite nella voce "Spese bancarie" a differenza del primo semestre 2010 in cui erano inserite negli oneri diversi di gestione. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi per 592 migliaia di euro. Inoltre nel primo semestre 2010 erano presenti tra i costi per servizi i compensi agli amministratori per 749 migliaia di euro, ora riclassificati tra i costi del personale.

I costi di "Tolling fee" sono relativi agli importi versati ad Edipower in virtù del contratto di Tolling. Quest'ultimo regola la produzione di energia elettrica da parte di Edipower in favore delle società di trading controllanti, le quali si impegnano, oltre al pagamento della "Tolling fee" anche a fornire il combustibile necessario per la produzione.

I corrispettivi di vettoriamento calore sono relativi alla prestazione di trasporto calore fornita dalla società AES Torino S.p.A. consolidata proporzionalmente.

Gli appalti e i lavori riguardano principalmente costi per esercizio e manutenzione di impianti e reti.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 21.056 migliaia di euro (6.753 migliaia di euro nel primo semestre 2010). Comprendono canoni corrisposti dal gestore unico dell'Ambito Genovese ai

Comuni acquisiti ai sensi delle decisioni n. 8 del 13/6/2003 e n. 16 del 22/12/2003 dell'Autorità d'Ambito Territoriale Ottimale, canoni corrisposti alle società proprietarie degli assets del servizio idrico integrato dei comuni di Parma Piacenza e Reggio Emilia, servitù di attraversamento terreni, canoni per leasing operativo, noleggi e affitti vari.

NOTA 34_ ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Spese generali	4.261	3.572
Canoni e sovraccanoni di derivazione	4.193	2.808
Spese logistiche	537	753
Imposte e tasse	8.816	5.269
Sopravvenienze passive	14.902	13.283
Minusvalenze da alienazione di beni	293	571
Oneri da Fair Value derivati commodities	3.491	1.343
Altri oneri diversi di gestione	2.042	428
Totale	38.535	28.027

Si segnala che nel primo semestre 2010 erano presenti tra gli oneri diversi di gestione le commissioni bancarie per 592 migliaia di euro, i noleggi navi per 378 migliaia di euro e gli incentivi all'esodo del personale dipendente per 1.889 migliaia di euro, ora riclassificati rispettivamente tra i costi per servizi, tra i costi per godimento beni di terzi e tra i costi del personale.

Le sopravvenienze passive riguardano principalmente differenze su stime accertate in esercizi precedenti. In particolare riguardano sopravvenienze verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico per 4.906 migliaia di euro relative al maggior debito della perequazione misura 2009 ed il conguaglio del 2008.

NOTA 35_ COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse interne e sono suddivisi come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Manodopera capitalizzata	10.994	4.929
Materiali di magazzino capitalizzati	3.091	2.406
Totale	14.085	7.335

NOTA 36_ COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Retribuzioni lorde	91.736	50.684
Oneri sociali	29.763	16.267
TFR	333	114
Altri benefici a lungo termine dipendenti	175	155
Altri costi per il personale	8.081	6.014
Compensi amministratori	1.152	749
Totale	131.240	73.983

Si segnala che nel primo semestre 2011 i costi per incentivo all'esodo del personale dipendente e i compensi agli amministratori sono stati inseriti tra i costi del personale a differenza del primo semestre 2010 in cui erano inseriti rispettivamente negli oneri diversi di gestione e nei costi per servizi.

A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi per 1.889 migliaia di euro per quel che concerne gli incentivi all'esodo e per 749 migliaia di euro per quel che concerne i compensi agli amministratori.

Gli "altri costi del personale" comprendono il contributo all'ADAEM ai fini assistenziali e ricreativi, il contributo al Fondo Assistenza Sanitaria Integrativa, l'assicurazione infortuni extra-lavoro, la quota TFR ed i contributi a carico del datore di lavoro destinati ai fondi pensione integrativi. Inoltre, come detto in precedenza, comprendono gli incentivi all'esodo del personale dipendente per 915 migliaia di euro.

La composizione del personale è evidenziata nella tabella seguente.

	30/06/2011	31/12/2010	Media del periodo
Dirigenti	74	74	74
Quadri	202	201	202
Impiegati	2.699	2.697	2.699
Operai	1.732	1.780	1.739
Totale	4.707	4.752	4.714

NOTA 37_ AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Attività materiali e investimenti immobiliari	64.225	40.481
Attività immateriali	33.862	18.628
Totale	98.087	59.109

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

NOTA 38_ ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Fondo svalutazione crediti	11.916	8.153
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	24.925	15.113
Rilascio fondi	(2.831)	(588)
Svalutazioni	308	773
Totale	34.318	23.451

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" della Situazione Patrimoniale-Finanziaria.

I rilasci fondi si riferiscono ai minori oneri rispetto alle previsioni dei fondi rischi relativi a provvedimenti contenuti in delibere emesse dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

Le svalutazioni si riferiscono a riduzione di valore di attività immateriali.

NOTA 39_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Dividendi	3	4
Interessi attivi verso banche	102	40
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	5.188	3.056
Interessi attivi da clienti	3.528	1.373
Proventi fair value contratti derivati	621	-
Proventi su contratti derivati realizzati	585	465
Utili su cambi	63	80
Altri proventi finanziari	1.793	287
PROVENTI FINANZIARI	11.883	5.305

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti comprendono interessi su crediti maturati sul rapporto di conto corrente tra Iride Servizi e il Comune di Torino per 1.515 migliaia di euro (1.622 migliaia di euro nel primo semestre 2010). La restante parte si riferisce principalmente a interessi attivi verso le società consolidate con il metodo proporzionale OLT Offshore (1.828 migliaia di euro), AES Torino (761 migliaia di euro) e Società Acque Potabili (121 migliaia di euro) e verso le società collegate Consorzio Servizi Integrati (312 migliaia di euro) e BT ENIA Telecomunicazioni (25 migliaia di euro).

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2011	I semestre 2010
Interessi passivi su mutui	23.353	15.307
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	605	-
Interessi passivi su c/c bancari	8.093	2.474
Interessi passivi verso altri	2.779	1.272
Oneri finanziari capitalizzati	(7.282)	(3.329)
Oneri da fair value contratti derivati	142	168
Oneri su contratti derivati realizzati	9.319	10.108
Interest cost - Benefici ai dipendenti	2.129	1.558
Perdite su cambi	17	257
Altri oneri finanziari	4.312	1.545
Totale	43.467	29.360

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" dello Stato Patrimoniale.

Gli altri oneri finanziari sono costituiti principalmente da oneri finanziari per l'attualizzazione dei fondi (2.766 migliaia di euro) e dagli oneri relativi alla valutazione al costo ammortizzato dei finanziamenti e dei prestiti obbligazionari (1.471 migliaia di euro).

Per maggiori informazioni sulla gestione finanziaria si rimanda a quanto evidenziato in precedenza nella relazione sulla gestione.

NOTA 40_RISULTATO DI COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato è positivo per 8.803 migliaia di euro (positivo per 5.499 migliaia di euro nel primo semestre 2010) e si compone di rivalutazioni per 9.024 migliaia di euro e di svalutazioni per 221 migliaia di euro. Ulteriori dettagli circa le partecipazioni interessate sono riportati nella nota 5 "Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto".

NOTA 41_ RETTIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

Ammontano a 381 migliaia di euro (33 migliaia di euro nel primo semestre 2010). Si riferiscono alla svalutazione della partecipazione in Sarmato Energia. La partecipazione è stata svalutata per adeguare il suo fair value al valore di cessione già fissato al 30 giugno 2011.

NOTA 42_ IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del primo semestre 2011 sono stimate pari a 72.259 migliaia di euro (43.275 migliaia di euro nel primo semestre 2010) ed è il risultato della migliore stima dell'aliquota media attesa per l'intero esercizio.

Il tax rate di gruppo del primo semestre 2011 è pari al 42,26%, in aumento rispetto al primo semestre 2010 (pari al 37,75%).

Nel primo semestre 2010 gli elementi straordinari ed eccezionali che hanno influenzato il tax rate sono i seguenti:

- i) La precisazione che la Legge 23 luglio 2009 n. 99 all'art. 56, che ha previsto l'aumento dell'1% dell'aliquota dell'addizionale IRES (cosiddetta "Robin Hood" Tax) per i soggetti, tra gli altri, che producono e commercializzano gas e energia elettrica, si applica a partire dal 2010 anziché dal 2009, generando pertanto una sopravvenienza attiva.
- ii) L'utilizzo da parte di alcune società del gruppo della cosiddetta agevolazione "Tremonti ter", di cui all'art. 5 del D.L. 1° luglio 2009, n. 78 convertito in legge 3 agosto 2009, consistente in una deduzione dal reddito pari al 50% del costo sostenuto per investimenti effettuati nel periodo compreso tra il 1° luglio 2009 ed il 30 giugno 2010 in nuovi macchinari ed in nuove attrezzature, comprese nella divisione 28 della Tabella Ateco 2007.

Nel primo semestre 2011 l'elemento straordinario che ha influenzato il tax rate è stato l'aumento previsto dal DL 98/2011 dell'aliquota IRAP dello 0,30%.

Pertanto il tax rate adjusted depurato da quest'ultimo effetto sarebbe pari al 41,73%.

Recupero degli aiuti di stato

La Commissione Europea, con Decisione 5 giugno 2002, C 27/99, ha chiuso la procedura aperta sulle misure fiscali previste dall'art. 3, commi 69 e 70 della L. 28 dicembre 1995, n. 549 (cosiddetta "moratoria fiscale"), secondo cui le società per azioni a prevalente capitale pubblico costituite ai sensi della L. 8 giugno 1990, n. 142 potevano beneficiare di un'esenzione triennale dalle imposte sui redditi.

Con riferimento alla questione del recupero degli aiuti di stato, ampiamente illustrata nelle note del bilancio al 31 dicembre 2010, si riportano di seguito gli aggiornamenti del primo semestre 2011.

In data 12 gennaio 2011 la Commissione di Genova ha stabilito di nominare un Consulente tecnico "(...) al fine della quantificazione degli interessi dovuti nel caso di legittimità della revoca degli "aiuti di Stato e la rilevazione dei tassi di interesse dovuti". Il consulente tecnico d'ufficio ha prestato giuramento in data 16 marzo 2011.

In data 14 marzo 2011 la Commissione Regionale di Torino ha respinto l'appello proposto dalla parte e riguardante gli accertamenti relativi agli anni 1998 e 1999 per l'ex AEM. In particolare, trattasi degli avvisi di accertamento con i quali l'Agenzia delle entrate ha recuperato le imposte non versate negli anni in "moratoria" ad eccezione di quelle inizialmente ritenute non ripetibili (margine elettrico, dividendi ai Comuni, plusvalenze).

In data 21 giugno 2011 davanti la Commissione Provinciale di Torino sono stati discussi i ricorsi relativi all'ex AEM Torino per gli anni 1998, 1999, relativi agli avvisi di accertamento con i quali l'Agenzia delle Entrate ha recuperato le imposte non versate sul reddito formatosi sul mercato energetico.

In data 11 luglio 2011 si è svolta, innanzi alla Commissione Tributaria Regionale di Torino, la pubblica udienza del giudizio di appello avverso la sentenza n. 6/03/2010, con cui la Commissione Provinciale di Torino aveva parzialmente accolto il ricorso di Iren S.p.A. (ex AEM Torino) contro l'avviso di accertamento n. TSB03000001 (volto al recupero dell'Irpeg e dell'Ilor, relative al periodo di imposta 1997, non pagate in forza della cosiddetta "moratoria fiscale"). La Commissione Tributaria Regionale ha accolto il ricorso dell'Agenzia delle Entrate (compensando le spese legali).

NOTA 43_RISULTATO NETTO DA ATTIVITÀ OPERATIVE CESSATE

Ai sensi dell'IFRS 5, tale voce presenta un saldo positivo per 866 migliaia di euro (829 migliaia di euro nel primo semestre 2010) e si riferisce:

- per 719 migliaia di euro alla plusvalenza realizzata sulla cessione della partecipazione nella società collegata Alegas;
- per 160 migliaia di euro alla plusvalenza realizzata sulla cessione di parte del patrimonio immobiliare della società controllata Immobiliare delle Fabbriche;
- per 13 migliaia di euro alla plusvalenza realizzata sulla cessione della partecipazione nella società consolidata Aquamet;
- per -26 migliaia di euro al risultato del Consorzio GPO classificato come attività destinata ad essere ceduta.

Nel primo semestre 2010 si riferiva al risultato della società Aquamet classificata come attività destinata ad essere ceduta.

NOTA 44_UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L'utile di terzi, pari a 3.305 migliaia di euro (2.610 migliaia di euro nel primo semestre 2010), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

NOTA 45_UTILE PER AZIONE

Ai fini del calcolo dell'utile base e diluito per azione si segnala che il numero delle azioni ordinarie del primo semestre 2011 rappresenta la media ponderata, peraltro con un effetto non significativo, in circolazione nel periodo di riferimento sulla base di quanto previsto dallo IAS 33 § 20.

	I semestre 2011	I semestre 2010
Utile netto (migliaia di euro)	96.298	70.534
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante il periodo (migliaia)	1.276.226	832.042
Utile per azione base (euro)	0,08	0,08

L'utile per azione diluito è calcolato dividendo l'utile netto per il numero di azioni rettificato. Quest'ultimo viene calcolato ipotizzando la conversione di tutti gli strumenti finanziari che hanno una potenzialità di diluizione delle azioni ordinarie.

	I semestre 2011	I semestre 2010
Utile netto (migliaia di euro)	96.298	70.534
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante il periodo (migliaia)	1.276.226	832.042
Numero medio ponderato di azioni ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito (migliaia)	1.276.226	832.042
Utile per azione diluito (euro)	0,08	0,08

NOTA 46_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari, positiva per 10.556 migliaia di euro si riferisce ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei tassi di interesse e ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei prezzi delle commodities (energia elettrica e gas).

La quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, positiva per 188 migliaia di euro, si riferisce alle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari e commodities di società collegate.

La variazione di *fair value* delle attività finanziarie disponibili per la vendita, negativa per 497 migliaia di euro, si riferisce al rigiro a conto economico della variazione di *fair value* della società CESI ceduta nel corso del semestre.

L'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo è negativo per 3.329 migliaia di euro.

IX. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 409.559 migliaia di euro (469.109 migliaia di euro al 31 dicembre 2010); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di Provincia di Reggio Emilia per 85.364 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - della SNAM Rete Gas per 66.120 migliaia di euro, di cui in particolare 61.500 nell'interesse di OLT Offshore LNG Toscana in relazione alla realizzazione di un punto di consegna ed euro 1.710 a garanzia del potenziamento del punto di riconsegna della centrale di Moncalieri;
 - di Agenzia delle Entrate per 56.469 migliaia di euro per procedure compensazione IVA di Gruppo;
 - di Enel Distribuzione per 34.948 migliaia di euro a garanzia del contratto di servizio per il trasporto di energia elettrica;
 - di Agenzie Dogane per euro 27.073 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
 - del GME per 30.600 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
 - di Terna per 26.950 migliaia di euro a garanzia di contratti di dispacciamento in immissione ed in prelievo ed a garanzia della convenzione per il servizio di trasporto energia elettrica;
 - di Enel Trade per 21.670 migliaia di euro a garanzia delle obbligazioni assunte con l'Accordo Individuale e gli Accordi Quadro sottoscritti;
 - della CONSIP per 3.607 migliaia di euro a garanzia dell'aggiudicazione lotti;
 - della Banca Intesa per 7.669 migliaia di euro a garanzia del mutuo Mestni;
 - del Comune di Moncalieri per 2.949 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione delle opere di urbanizzazione indotta;
 - del Comune di Nichelino per 1.679 migliaia di euro a garanzia dell'occupazione suolo per la posa reti TLR;
 - del Ministero dei Lavori Pubblici - Repubblica Albanese per 860 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione lavori su acquedotti a Bovilla;
 - della Delegation European Commission Albania per 866 migliaia di euro a garanzia realizzazione impianto fognario;
 - del Comune di Genova per 2.733 migliaia di euro a garanzia di lavori sulla rete gas;
 - di ITALGAS per 496 migliaia di euro a garanzia del pagamento fornitura gas naturale;
 - dell'ACEA per 420 migliaia di euro a garanzia di contatto di trasporto energia elettrica;
 - di AEM DISTRIBUZIONE MILANO per 328 migliaia di euro a garanzia del contratto trasporto energia.
- b) Garanzie prestate per conto di società collegate per 256.029 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari.
- c) Azioni date in pegno per 144.130 migliaia di euro. Si tratta di azioni Edipower (valore nominale 1 euro) date in pegno agli istituti di credito finanziatori.

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane per la quale sono state attivate le azioni che riguardano, oltre la cessione delle quote che presumibilmente avverrà successivamente al 30 settembre 2011, il rientro dalle garanzie prestate e la definizione della gestione del trasferimento dello stoccaggio del gas. In particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per 206.510 migliaia di euro.

IMPEGNI

Relativamente alla controllata S. Giacomo, si segnala l'esistenza di un impegno all'interno dell'Accordo quadro con il Socio F2i rete idrica S.p.A. che prevede al paragrafo 15 un obbligo di indennizzo da parte di Iren Acqua Gas in caso di passività, perdite o danni subiti da F2i o da S. Giacomo stessa o dalle sue partecipate, derivanti da non veridicità o non correttezza delle dichiarazioni espresse nell'accordo stesso, con specifico e significativo riferimento ai contenziosi fiscali in essere tra cui, specificamente individuato, il contenzioso instaurato con l'Agenzia delle Entrate per il riconoscimento degli ammortamenti dedotti da Mediterranea delle Acque (S. Giacomo) relativamente al ramo di azienda idrico conferito nel dicembre '99 da Amga S.p.A. nella neo costituita Genova Acque S.p.A. (poi diventata Mediterranea delle Acque in seguito a fusione con gli Acquedotti privati genovesi).

Inoltre Iren S.p.A. in data 16 febbraio 2010 ha deliberato di sostenere integralmente il progetto OLT secondo i piani finanziari a budget definiti ed approvati al fine di rendere disponibili le risorse necessarie a richiesta della società e fino all'attivazione del *project financing*. Al riguardo si precisa che in merito all'impegno nei confronti di Saipem, il cui importo in origine ammontava a 387.603 migliaia di euro, al 30 giugno 2011 residua un importo pari a 31.008 migliaia di euro.

PASSIVITÀ POTENZIALI

Mediterranea delle Acque: Contenzioso ufficio entrate

Con riferimento al contenzioso con l'Agenzia delle Entrate di Genova 1 inerente gli avvisi di accertamento anni 2003, 2004, 2005, ai sensi art. 37bis comma 4 dpr 600/73 conferimento ramo di Azienda, si fa seguito a quanto già riferito nel bilancio consolidato 2010.

Con riferimento alla sentenza della Commissione Tributaria Provinciale di Genova, che ha accolto, per l'anno 2003 le ragioni dell'Ufficio, limitatamente all'imposta, la Società ha versato entro i termini dovuti, in data 18/03/2011 complessive € 1.281.193,30; è stato pertanto presentato appello con conseguente costituzione presso la Commissione Tributaria Regionale di Genova il 2 Marzo 2011.

Con riferimento alle Sentenze relative alle restanti annualità 2004 e 2005, che hanno anch'esse accolto le ragioni dell'ufficio limitatamente all'imposta, la società ha presentato appello con conseguente costituzione presso la Commissione Tributaria Regionale in data 8 Luglio 2011.

L'ufficio ha anch'esso presentato appello nei termini limitatamente alla parte sanzioni, in relazione alle quali la Commissione Tributaria Provinciale in Sentenza aveva accolto le ragioni della società.

Alla luce degli avvenimenti del primo semestre 2011 gli amministratori hanno ritenuto di non modificare le valutazioni effettuate nei periodi precedenti.

X. INFORMATIVA PER SETTORI DI ATTIVITÀ

In ottemperanza a quanto previsto dall'IFRS 8, si forniscono di seguito le informazioni per aree di business, che si basano sulla struttura direzionale e sul sistema di reporting interno del Gruppo.

Per la natura dell'attività svolta dalle società del Gruppo la ripartizione per area geografica non è rilevante.

SETTORI DI ATTIVITÀ

Il Gruppo Iren, ad esito della fusione commentata in precedenza, opera nei seguenti settori di attività:

- Generazione Elettrica e Calore (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, produzione da Fonti rinnovabili);
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore);
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, reti di distribuzione del gas, reti di teleriscaldamento, impianti di rigassificazione LNG);
- Servizio Idrico Integrato (vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura);
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti);
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service ed altri minori).

Tali segmenti operativi sono presentati in accordo all'IFRS 8 che richiede di basare l'informativa di settore sugli elementi che il comitato esecutivo ed il management utilizzano nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche.

Ai fini di una corretta lettura dei conti economici relativi alle singole attività, esposti e commentati nel seguito, si precisa che i ricavi ed i costi riferiti alle attività comuni sono stati interamente allocati sui business, in base all'utilizzo effettivo dei servizi forniti oppure in base a driver tecnico-economici.

L'informativa di settore che segue non contiene l'informativa secondaria di settore per area geografica data la sostanziale univocità territoriale in cui il Gruppo opera prevalentemente (area Nord-Ovest).

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività e i comparativi al 31 dicembre 2010 del capitale investito netto e al 30 giugno 2010 per quanto concerne il conto economico. Per una migliore presentazione sono stati variati, rispetto ai dati esposti nel bilancio al 31 dicembre 2010 i seguenti importi relativi alle partecipazioni iscritte nell'attivo immobilizzato:

- Le partecipazioni di Edipower ed in Energia Italiana (234,5 milioni di euro) sono state allocate al settore generazione in quanto a questa direttamente riferibili;
- La partecipazioni di AGA e Zeus (39,9 milioni di euro) sono state tolte dal settore ambiente in cui erano allocate e iscritte nella colonna "non allocabili" in quanto non direttamente attribuibili ad un singolo segmento operativo.

Conseguentemente sono stati riclassificati nei prospetti esposti di seguito i dati comparativi del 31 dicembre 2010.

Si rimanda alla Relazione sulla Gestione, al paragrafo Situazione economica patrimoniale finanziaria del Gruppo Iren - Analisi per settori di attività per il commento sull'andamento dei settori di attività.

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2011

	milioni di euro							
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.500,2	60,3	1.547,7	998,6	253,4	70,8	270,1	4.701,1
Capitale circolante netto	87,2	263,3	(91,3)	91,3	(5,2)	(18,6)	11,2	337,9
Altre att.tà e pass.tà non correnti	(58,7)	17,1	(83,7)	(243,5)	(42,9)	6,7	(15,8)	(420,8)
Capitale investito netto (CIN)	1.528,7	340,7	1.372,7	846,4	205,3	58,9	265,5	4.618,2
Patrimonio netto								2.055,3
Posizione Finanziaria netta								2.562,9
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.618,2

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2010

	milioni di euro							
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.458,0	60,5	1.494,1	981,8	221,1	72,2	278,4	4.566,1
Capitale circolante netto	60,7	35,4	(22,5)	57,3	5,8	(22,9)	23,2	137,0
Altre att.tà e pass.tà non correnti	(39,3)	22,9	(85,1)	(205,3)	(36,7)	(14,1)	(3,8)	(361,4)
Capitale investito netto (CIN)	1.479,4	118,8	1.386,5	833,9	190,2	33,3	297,8	4.341,8
Patrimonio netto								2.081,6
Posizione Finanziaria netta								2.260,2
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.341,8

Risultati economici per settori di attività al 30 giugno 2011

	milioni di euro							
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	370,7	1.484,0	216,9	211,7	107,2	57,1	(761,5)	1.686,1
Totale costi operativi	(286,0)	(1.438,6)	(108,7)	(154,0)	(83,6)	(50,1)	761,5	(1.359,5)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	84,7	45,4	108,2	57,7	23,6	7,0	-	326,6
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(42,2)	(9,7)	(31,1)	(32,4)	(13,5)	(3,5)	-	(132,4)
Risultato operativo (EBIT)	42,5	35,7	77,1	25,3	10,1	3,5	-	194,2

Risultati economici per settori di attività al 30 giugno 2010

	milioni di euro										
									di cui		
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Elisioni e rettifiche	Totale proforma	Gruppo ENIA	Elisioni e rettifiche	Gruppo IRIDE
Totali ricavi e proventi	387,4	1.541,0	205,4	208,0	112,2	50,2	(754,9)	1.749,3	570,5	(7,4)	1.186,2
Totale costi operativi	(271,6)	(1.521,6)	(100,3)	(153,6)	(88,1)	(45,9)	754,9	(1.426,1)	(463,4)	6,7	(969,5)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	115,8	19,5	105,1	54,4	24,1	4,3	-	323,1	107,1	(0,7)	216,7
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(39,0)	(7,5)	(42,1)	(32,8)	(12,8)	(3,6)	-	(137,7)	(55,2)	-	(82,6)
Risultato operativo (EBIT)	76,8	12,0	63,0	21,6	11,3	0,7	-	185,4	51,9	(0,7)	134,2

XI. ALLEGATI AL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE PROPORZIONALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	EUR	359.659.568	100,00	Iren
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	EUR	72.622.002	100,00	Iren
Iren Emilia S.p.A.	Reggio Emilia	EUR	196.832.103	82,50 17,50	Iren Iren Acqua Gas
Iren Energia S.p.A.	Torino	EUR	777.679.968	100,00	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	EUR	61.356.220	90,97 9,03	Iren Iren Acqua Gas
AEMNET S.p.A.	Torino	EUR	6.973.850	100,00	Iride Servizi
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Torino	EUR	126.127.156	69,85 30,15	Iren Energia Iren
AGA S.p.A.	Genova	EUR	11.000.000	99,64	Iren Emilia
Bonifica Autocisterne	Piacenza	EUR	595.000	51,00	Iren Ambiente
C.EL.PI. Srl	Torino	EUR	293.635	99,92	Iren Energia
CAE AMGA Energia S.p.A.	Genova	EUR	10.000.000	100,00	Iren Mercato
Climatel S.r.l.	Savona	EUR	10.000	100,00	O.C.Clim
Consorzio GPO	Genova	EUR	20.197.260	62,35	Iren Emilia
Enia Parma S.r.l.	Parma	EUR	300.000	100,00	Iren Emilia
Enia Piacenza S.r.l.	Piacenza	EUR	3.300.000	100,00	Iren Emilia
Enia Reggio Emilia S.r.l.	Reggio Emilia	EUR	300.000	100,00	Iren Emilia
Enia Solaris S.r.l.	Parma	EUR	100.000	85,00	Iren Rinnovabili
Eniatel S.p.A.	Piacenza	EUR	3.350.000	100,00	Iren Emilia
GEA Commerciale S.p.A.	Grosseto	EUR	340.910	100,00	Iren Mercato
GEA S.p.A.	Grosseto	EUR	1.381.500	59,34	Iren Acqua Gas
Genova Reti Gas S.r.l.	Genova	EUR	1.500.000	100,00	Iren Acqua Gas
Idrotigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	EUR	979.000	66,55	Mediterranea delle Acque
Immobiliare delle Fabbriche	Genova	EUR	2.500.000	100,00	Mediterranea delle Acque
Iren Rinnovabili S.p.A.	Reggio Emilia	EUR	119.000	100,00	Iren Ambiente
Iride Servizi S.p.A.	Torino	EUR	52.242.791	93,78 6,22	Iren Energia Iren Emilia
Laboratori Iren Acqua Gas	Genova	EUR	550.392	90,89	Iren Acqua Gas
Mediterranea delle Acque S.p.A.	Genova	EUR	19.203.411	60,00	Iren Acqua Gas
Monte Querce	Reggio Emilia	EUR	100.000	60,00	Iren Ambiente
Nichelino Energia S.r.l.	Torino	EUR	1.500.000	62,00 33,00 5,00	Iren Energia AES Torino Iren Mercato
O.C.Clim S.r.l.	Savona	EUR	100.000	100,00	CAE Amga Energia
SasterNet S.p.A.	Genova	EUR	7.900.000	85,00	Iride Servizi
Tecnoborgo S.p.A.	Piacenza	EUR	10.379.640	50,50 0,50	Iren Ambiente Iren
Tema S.c.a.r.l.	Chieti	EUR	100.000	51,00	Iren Emilia
Undis Servizi S.r.l.	Sulmona	EUR	20.000	100,00	Iren Emilia
Zeus S.p.A.	Genova	EUR	20.320.000	100,00	Iren Emilia

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE PROPORZIONALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Crotone	Torino	EUR	100.000,00	100,00	Acque Potabili
Acque Potabili S.p.A.	Torino	EUR	3.600.295	30,86	Iren Acqua Gas
Acque Potabili Siciliane	Palermo	EUR	5.000.000	56,77	Acque Potabili
				9,83	Mediterranea delle Acque
Acquedotto Monferrato	Torino	EUR	600.000	100,00	Acque Potabili
Acquedotto Savona	Savona	EUR	500.000	100,00	Acque Potabili
AES Torino S.p.A.	Torino	EUR	110.500.000	51,00	Iren Energia
Namtra Investments Ltd	Limassol (Cipro)	EUR	1.353.000	100,00	Olt Offshore Toscana LNG
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Roma	EUR	145.750.700	41,71	Iren Mercato

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale/Fondo consortile	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa	Milano	EUR	100.000	30,00	Iren Mercato
ABM Next	Bergamo	EUR	26.000	45,00	Acque Potabili
Aciam S.p.A.	Avezzano (AQ)	EUR	235.539	29,09	Iren Ambiente
Acos Energia S.p.A.	Novi Ligure (AL)	EUR	150.000	25,00	Iren Mercato
Acos S.p.A.	Novi Ligure (AL)	EUR	17.075.864	25,00	Iren Emilia
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	EUR	3.000.000	46,00	Iren Acqua Gas
Acqueinforma	Grosseto	EUR	15.000	34,00	Iren Acqua Gas
Aguas de San Pedro S.A. de C.V.	S.Pedro Sula (Honduras)	EUR	159.900	30,00	Iren Acqua Gas
Aiga S.p.A.	Ventimiglia (IM)	EUR	104.000	49,00	Iren Acqua Gas
AMAT Energia	Imperia	EUR	20.000	20,00	Iren Mercato
Amat S.p.A.	Imperia	EUR	5.435.372	48,00	Iren Acqua Gas
Amter S.p.A.	Cogoleto (GE)	EUR	404.263	49,00	Mediterranea delle Acque
ASA S.p.A.	Livorno	EUR	28.613.414	40,00	AGA
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	Tortona (AL)	EUR	3.856.240	44,75	Iren Emilia
Atena S.p.A.	Vercelli	EUR	8.203.255	40,00	Zeus
BT ENIA Telecomunicazioni	Parma	EUR	4.226.000	40,46	Iren Emilia
Castel S.p.A.	Cremona	EUR	935.000	23,10	Iren Acqua Gas
Consorzio Servizi Integrati	Genova	EUR	100.853	50,00	Iren Mercato
Domus Acqua S.r.l.	Domusnovas (CA)	EUR	96.000	29,00	Iren Acqua Gas
Edipower S.p.A.	Milano	EUR	1.441.300.000	10,00	Iren Energia
Fingas	Milano	EUR	10.000	50,00	Iren Mercato
Gas Energia S.p.A.	Torino	EUR	3.570.000	20,00	Iride Servizi
GESAM GAS S.p.A.	Lucca	EUR	1.132.000	40,00	Iren Mercato
GICA s.a.	Lugano (Svizzera)	CHF	7.400.000	24,99	Iren Mercato
Global Service Parma	Parma	EUR	20.000	30,00	Iren Emilia
Il Ceppo S.r.l.	Massa Marina (GR)	EUR	1.000.000	24,90	GEA
Il Tempio S.r.l.	Reggio Emilia	EUR	110.000	45,50	Iren Emilia
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara (RE)	EUR	100.000	40,00	Iren Ambiente
Livorno Holding S.r.l.	Livorno	EUR	10.000	44,57	Iren Mercato
Mestni Plinovodi	Capodistria (Slovenia)	EUR	15.952.479	49,88	Iren Acqua Gas
Mondo Acqua	Mondovi (CN)	EUR	800.000	38,50	Iren Acqua Gas
Plurigas S.p.A.	Milano	EUR	800.000	30,00	Iren
Rio Riazzone S.p.A.	Roma	EUR	103.292	44,00	Iren Ambiente
S.M.A.G. S.r.l.	La Spezia	EUR	100.000	30,00	Iren Acqua Gas
Salerno Energia Vendite	Salerno	EUR	2.447.526	39,40	GEA Commerciale
Sea Power & Fuel S.r.l.	Genova	EUR	10.000	50,00	Iren Mercato
Sinergie Italiane S.r.l.	Milano	EUR	3.000.000	27,60	Iren Mercato
So. Sel. S.p.A.	Modena	EUR	240.240	24,00	Iren Emilia
Tirana Acque	Genova	EUR	95.000	50,00	Iren Acqua Gas
Valle Dora Energia S.r.l.	Torino	EUR	537.582	49,00	Iren Energia
VEA Energia e Ambiente	Marina di Pietrasanta (LU)	EUR	96.000	37,00	Iren Mercato

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale/Fondo consortile	% possesso	Società partecipante
Astea Energia S.r.l.	Osimo (AN)	EUR	117.640	7,00	Iren Mercato
Atena Patrimonio	Vercelli	EUR	73.829.295	14,65	Zeus
ATO2 Acque	Biella	EUR	80.000	12,50	Iren Acqua Gas
Autostrade Centro Padane	Cremona	EUR	15.500.000	0,15	Iren Emilia
C.F.R. S.p.A.	Reggio Emilia	EUR	11.000.000	0,11	Undis Servizi
C.R.P.A. S.p.A.	Reggio Emilia	EUR	1.851.350	5,40	Iren Emilia
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	EUR	1.055.000	0,95	Iren Ambiente
Consorzio SI. RE.	Savona	EUR	100.000	15,00	Mediterranea delle Acque
Consorzio Topix	Torino	EUR	1.655.000	0,30	Aemnet
Cosme	Genova	EUR	320.000	1,00	Iren Acqua Gas
CSP Scrl	Torino	EUR	641.000	6,10	Iren Energia
Delmi S.p.A.	Milano	EUR	1.466.868.500	15,00	Iren
Energia Italiana S.p.A.	Milano	EUR	26.050.000	11,00	Iren Energia
Environment Park S.p.A.	Torino	EUR	11.406.780	3,38	Iren Energia
IAM S.p.A.	Reggio Calabria	EUR	1.033.000	2,25	Undis Servizi
Nord Ovest Servizi	Torino	EUR	7.800.000	10,00	Iren Acqua Gas
RE innovazione	Reggio Emilia	EUR	882.872	0,87	Iren Ambiente
Rupe S.p.A.	Genova	EUR	3.185.310	0,32	Immobiliare delle Fabbriche
S.D.B. S.p.A.	Torino	EUR	536.000	1,00	Iride Servizi
Sarmato Energia S.p.A.	Milano	EUR	14.420.000	5,30	Iren Energia
Sogea	Genova	EUR	400.000	0,10	Iren Acqua Gas
Stadio Albaro	Genova	EUR	1.230.000	2,00	CAE Amga Energia
T.I.C.A.S.S.	Genova	EUR	74.000	5,72	Iren Acqua Gas

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro									
	Crediti commerciali	Crediti finanziari	Crediti altra natura	Debiti commerciali	Debiti finanziari	Debiti altra natura	Ricavi e proventi	Costi operativi e Accantonamenti	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Comune Genova	28.716	-	-	6.549	-	-	14.410	1.353	-	-
Comune Parma	19.296	-	-	1.523	-	-	2.005	1.536	1	-
Comune Piacenza	6.728	-	-	8.183	-	-	1.681	1.628	-	-
Comune Reggio Emilia	3.729	-	-	1.861	-	-	970	140	1	-
Comune Torino	41.185	201.274	-	5.862	-	-	41.449	-	1.515	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	48	-	-	-	17.599	-	14	-	-	35
AES Torino	1.866	100.577	1.741	7.557	-	266	1.091	19.842	761	-
OLT Offshore LNG	703	147.579	-	-	-	-	176	-	1.828	-
Società Acque Potabili	10.883	-	-	849	-	-	2.277	279	121	-
Acquedotto Savona	5	-	-	1	-	-	2	11	-	-
Acquedotto Monferrato	5	-	-	-	-	-	2	-	-	-
Acque Potabili Siciliane	-	-	-	-	-	-	229	-	-	-
Aciam S.p.A.	369	-	-	7	-	-	84	-	15	-
Acos Energia S.p.A.	969	-	-	-	-	-	8.159	-	-	-
Acos S.p.A.	68	-	-	-	-	-	47	3	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	3.253	276	-	6	-	-	162	-	-	-
Aguas de San Pedro S.A.	479	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aiga S.p.A.	564	433	-	-	-	-	175	-	13	-
Amat S.p.A.	166	-	-	-	-	-	270	-	-	-
Amter S.p.A.	1.692	-	-	-	-	-	271	-	-	-
ASA S.p.A.	9.222	6.614	-	151	-	-	386	2	-	-
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	292	-	-	5	-	-	94	11	-	-
ASTEА	3.733	-	-	-	-	-	16.138	-	4	-

migliaia di euro

	Crediti commerciali	Crediti finanziari	Crediti altra natura	Debiti commerciali	Debiti finanziari	Debiti altra natura	Ricavi e proventi	Costi operativi e Accantonamenti	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Atena S.p.A.	3.622	-	-	445	-	-	13.692	940	-	-
BT ENIA Telecomunicazioni	1.460	-	-	1.837	-	-	420	627	25	-
Castel S.p.A.	20	-	-	-	-	-	2	-	-	-
Consorzio Servizi Integrati	18.177	-	-	5.807	-	-	10.674	4.072	312	-
Domus Acqua S.r.l.	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edipower S.p.A.	3.080	4.265	-	3.810	-	-	2.630	24.232	-	-
Fata Morgana S.p.A.	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GESAM GAS S.p.A.	-	-	-	8	-	-	-	-	-	-
Global Service Parma	-	-	-	4.465	-	-	-	2.108	-	-
Il Ceppo S.r.l.	47	218	-	-	-	-	3	-	-	-
Il Tempio S.r.l.	1	312	-	-	-	-	-	-	4	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mestni Plinovodi	28	-	-	-	-	-	28	-	-	-
Mondo Acqua	177	-	-	-	-	-	181	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	424	-	-	478	-	-	-	-	-	-
Plurigas S.p.A.	3.226	-	-	-	-	-	10.196	114.191	-	-
Rio Riazzone S.p.A.	16	-	-	35	-	-	-	-	-	-
S.M.A.G. S.r.l.	71	-	-	77	-	-	19	934	-	-
Salerno Energia Vendite	1.547	-	-	-	-	-	2.492	-	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	5	-	-	25.766	-	-	98	160.285	-	-
So. Sel. S.p.A.	3	-	-	1.715	-	-	3	1.838	-	-
Valle Dora Energia S.r.l.	33	-	-	-	18	-	4	-	-	-
VEA Energia e Ambiente	180	-	-	-	-	-	1.901	-	-	-

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI (COMUNICAZIONE CONSOB N. 6064293 DEL 26 LUGLIO 2006)

migliaia di euro

	SP IAS/IFRS		SP RICLASSIFICATO
Attività materiali	2.746.332		
Investimenti immobiliari	2.651		
Attività immateriali	1.202.877		
Avviamento	132.117		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	321.613		
Altre partecipazioni	295.466		
Totale (A)	4.701.056	Attivo Immobilizzato (A)	4.701.056
Altre attività non correnti	24.406		
Debiti vari e altre passività non correnti	(147.873)		
Totale (B)	(123.467)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(123.467)
Rimanenze	47.870		
Crediti commerciali	1.112.318		
Crediti per imposte correnti	13.320		
Crediti vari e altre attività correnti	229.238		
Debiti commerciali	(759.081)		
Debiti vari e altre passività correnti	(225.527)		
Debiti per imposte correnti	(80.204)		
Totale (C)	337.934	Capitale circolante netto (C)	337.934
Attività per imposte anticipate	133.579		
Passività per imposte differite	(107.917)		
Totale (D)	25.662	Attività (Passività) per imposte differite (D)	25.662
Benefici ai dipendenti	(93.778)		
Fondi per rischi ed oneri	(207.875)		
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(42.220)		
Totale (E)	(343.873)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(343.873)
Attività destinate ad essere cedute	25.573		
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(4.733)		
Totale (F)	20.840	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	20.840
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	4.618.152
Patrimonio Netto (H)	2.055.300	Patrimonio Netto (H)	2.055.300
Attività finanziarie non correnti	(72.666)		
Passività finanziarie non correnti	1.849.516		
Totale (I)	1.776.850	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	1.776.850
Attività finanziarie correnti	(412.501)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(67.225)		
Passività finanziarie correnti	1.265.728		
Totale (L)	786.002	Indeb. finanziario a breve termine (L)	786.002
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	2.562.852
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	4.618.152

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO AI SENSI DELL'ART. 154-BIS DEL D.LGS. 58/1998

1. I sottoscritti Andrea Viero, Direttore Generale, e Massimo Levrino, Direttore Amministrazione e Finanza e Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Iren S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione,

delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato, nel corso del primo semestre 2011.

2. Si attesta, inoltre, che:

2.1 il bilancio semestrale abbreviato:

- a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
- b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

2.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente ad una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Reggio Emilia, 29 agosto 2011

Il Direttore Generale
Dr. Andrea Viero



Il Direttore Amministrazione e Finanza
e Dirigente Preposto L. 262/05
Dr. Massimo Levrino



Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Iren S.p.A.

1 Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria, del conto economico, delle altre componenti di conto economico complessivo e delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, del Gruppo Iren al 30 giugno 2011. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli amministratori della Iren S.p.A.. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.

2 Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio consolidato semestrale abbreviato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la Direzione della Società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato semestrale abbreviato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

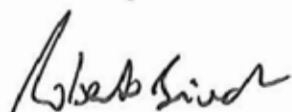
Il bilancio consolidato semestrale abbreviato presenta ai fini comparativi i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, da noi assoggettato a revisione contabile per il quale si fa riferimento alla nostra relazione datata 9 aprile 2011, ed al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente. Come illustrato nelle note esplicative, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile limitata, sui quali avevamo emesso la nostra relazione in data 27 agosto 2010. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative, sono state da noi esaminate ai fini della redazione della presente relazione sulla revisione contabile limitata.

3 Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Iren al 30

giugno 2011 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Torino, 29 agosto 2011

KPMG S.p.A.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Roberto Bianchi', written in a cursive style.

Roberto Bianchi
Socio



Iren S.p.A.
Via Nubi di Magellano, 30
42123 Reggio Emilia - Italy
www.gruppoiren.it